

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS EN
PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS**

**ZULLY YILEN OTERO GUAUQUE
MÓNICA FERNANDA SALAMANCA VIANCHA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS EN
PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS**

**ZULLY YILEN OTERO GUAUQUE
MÓNICA FERNANDA SALAMANCA VIANCHA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO (A) DE PETRÓLEOS**

**Director
OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

Al Ingeniero Oscar Vanegas Angarita porque sin su valiosa colaboración no hubiese sido posible la realización de este proyecto.

A la Ingeniera Carolina Arámbula Becerra por su aporte intelectual y ayuda incondicional.

A la Ingeniera Diana Jaimes Campos por su colaboración y apoyo.

Al ingeniero Fernando Calvete y el Ingeniero Emiliano Ariza calificadores del proyecto por su ayuda y disposición durante todo este tiempo.

Al Ingeniero Leonardo Arzuza quien desde la distancia nos aportó conocimiento más detallado del progreso de esta nueva tecnología en nuestro país.

Al Ingeniero Luis Felipe Carrillo, por los conceptos técnicos y teóricos sugeridos en las pruebas de laboratorio.

A Universidad Industrial de Santander, a la escuela de ingeniería de petróleos y a cada uno de sus profesores por la contribución a nuestra formación personal y profesional.

DEDICATORIA

A Dios por hacer posible la realización de este sueño y ser mi fortaleza en la vida diaria. Gracias por todo lo que me has dado.

A mis padres, Pedro y Esperanza por ser mi apoyo en todo momento, por tenerme paciencia y confianza. Gracias por sus buenas enseñanzas.

A mi sobrinito Camilo por ser una luz en nuestras vidas.

A mis amigas, Ana María Moreno, Diana Jaimes y Carolina Arámbula, gracias por su amistad y su apoyo incondicional en los momentos difíciles.

A mis amigos Lilitiana P., Martha B., Juliana M., William R., Néstor B. y Carlos M. gracias por todos los momentos que pasamos juntos.

A mi amiga y compañera de tesis, Mónica por ser mi apoyo en la elaboración de este proyecto, gracias por la paciencia y los momentos compartidos.

A mis amigos y compañeros de ACEIP, Betty, Palma, Alejo, Sandra, Andrea, Claudia y Yeny, por su comprensión y ayuda en la realización de la semana técnica y demás trabajos realizados.

A mis amigos de la Escuela de Ingeniería Mecánica, por recibirme siempre con los brazos abiertos y hacerme sentir como en casa.

A Henry por todos los momentos especiales que compartimos. Siempre te recordaré. Que Diosito te tenga en la gloria.

Zully O.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso, dador de vida en quien se fundamenta mi fe y fuerza.

A mis padres Manuel y Mariela, quienes con su innegable colaboración apoyo y paciencia han hecho posible la realización de este proyecto, y a quienes les debo lo que hoy soy.

A mis hermanos Adriana, Eduar, Jhon, Sofía, por su compañía, cariño y comprensión; ustedes son mi aliciente.

A mis sobrinos, Juliana, María Paz, Juan Manuel porque su amor comprensión y tolerancia, ayudan a darle sentido a mi vida y volver mis sueños realidad.

A mi compañera de tesis Zully Yilen que me brindó su amistad, gracias por compartir muchos momentos conmigo.

MÓNICA F.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES	23
1.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS	23
1.1.1 Porosidad	23
1.1.2 Permeabilidad	23
1.1.3 Tensión interfacial	24
1.1.4 Mojabilidad	24
1.1.5 Movilidad	25
1.1.6 Viscosidad	25
1.2 TIPOS DE POZOS SEGÚN LA PRESIÓN DE FORMACIÓN	26
1.2.1 Pozo de aceite con Suficiente Presión de Formación (SFOW - Sufficient Formation-pressure Oil Well).	26
1.2.2 Pozo de aceite con Insuficiente Presión de Formación (IFOW - Insufficient Formation-pressure Oil Well).	27
1.2.3 Pozo Único en Bolsa de Arena sin Continuidad (BFPW - Broken Formation Pocket-Well).	27
1.3 DETERMINACIÓN DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCIÓN	28
1.3.1 Índice de Productividad	28
1.3.2 Curvas IPR para pozos con empuje por gas disuelto	34
1.3.2.1 Vogel	34
1.3.2.2 Standing	37
1.3.2.3. Fetkovich	42
1.3.2.4 Jones, Blount y Glaze	43
1.3.3 Análisis Nodal	44
1.3.3.1 Análisis nodal aplicado a sistemas de pozos fluyendo naturalmente	47
1.3.3.2 Análisis nodal aplicado a sistemas de levantamiento por bombeo mecánico	52
1.4 DAÑO DE FORMACIÓN	56

1.4.1 Definición de daño de formación	56
1.4.2 Causas de daño de formación	56
1.4.3 Mecanismos de daño de formación	61
1.4.4 Cuantificación del daño de formación	77
2. ENZIMAS BIOLÓGICAS	83
2.1 DEFINICIÓN DE ENZIMA BIOLÓGICA	83
2.2 HISTORIA DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS	83
2.3 ORIGEN DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS	83
2.4 PROPIEDADES DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS	84
2.5 APLICACIONES DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS	84
2.6 COMPORTAMIENTO DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS EN LAS FORMACIONES	85
2.7 COMPORTAMIENTO DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS EN PRUEBAS DE LABORATORIO	89
2.8 FACTORES QUE NO AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS	90
2.9 ESCENARIOS PROBADOS PARA LA APLICACIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS	91
2.10 ESTIMULACIÓN CON ENZIMAS BIOLÓGICAS	91
2.10.1 Requerimientos de las enzimas biológicas para estimulaciones	92
2.10.2 Parámetros	93
2.10.2.1 Presiones Básicas del Pozo (P Estática)	94
2.10.2.2 Temperaturas del Pozo	95
2.10.2.3 Porosidades de la Roca	95
2.10.3 Equipo para la estimulación con enzimas biológicas	96
2.10.4 Mecanismos de daño de formación que pueden ser tratados con enzimas biológicas	96
2.10.5 Aplicación de la enzima según el tipo de pozo	98
2.10.5.1 Para pozos tipo SFOW (Pozo de aceite con Suficiente Presión de Formación)	99

2.10.5.2 Para pozos tipo IFOW (Pozo de aceite con Insuficiente Presión de Formación)	100
2.10.5.3 Para pozo tipo BFPW (Pozo Único en Bolsa de Arena sin Continuidad)	100
2.10.6 Cantidad de enzima biológica recomendada según el espesor de la formación y el tipo de pozo	102
2.10.7 Tiempo de remojo recomendado para la estimulación de pozos con enzima biológica	104
2.10.8 Comportamiento después del tratamiento con enzima biológica	104
2.10.9 Evaluación del proceso de inyección de enzima biológica en pozo	105
2.11 ESTIMULACIÓN CON ENZIMAS BIOLÓGICAS A NIVEL MUNDIAL	106
2.11.1 China	108
2.11.1.1 Campo tiandong, pozo lun 2-25	108
2.11.1.2 Campo Weizhou 11- 4, pozo Weizhou 11- 4 -A3	111
2.11.1.3 Campo Shengli, Pozo Yung 8-52	117
2.11.1.4 Campo Shengli, Yacimiento Y8	122
2.11.2 Estados unidos	133
2.11.2.1 Campo Prue Ranch, Pozo Hitzfelder # 3	133
2.11.3 Venezuela	136
2.11.3.1 Pozos en el Estado de Zulia	136
3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS	138
3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN CON ENZIMAS BIOLÓGICAS	143
3.1.1 Historia del pozo y Estado mecánico	143
3.1.2 Análisis Nodal	144
3.1.3 Regla 2 ½	149
3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO RECOMENDADAS PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMA BIOLÓGICA EN LA ESTIMULACIÓN DE POZOS	152
3.2.1 Caracterización de la Enzima	153
3.2.2 Pruebas de Botella	159

3.2.3 Pruebas Dinámicas	165
3.2.4 Evaluación de los resultados obtenidos con la prueba de desplazamiento	173
4. DISEÑO EXPERIMENTAL DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	174
4.1 DISEÑO EXPERIMENTAL: EVALUACIÓN DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS	178
5. CONCLUSIONES	182
6. RECOMENDACIONES	183
BIBLIOGRAFÍA	184

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. a) Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido. b) mojabilidad en sistemas roca-sólido	25
Figura 2. Variación de la viscosidad del aceite con la presión	26
Figura 3. Grafica del caudal de producción contra el abatimiento de presión	30
Figura 4. Gráfica de la presión de fondo fluyendo contra el caudal de producción	31
Figura 5. Relación de comportamiento de flujo (IPR)	33
Figura 6. Curva IPR para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. $EF = 1$.	36
Figura 7. Presiones de fondo en un pozo dañado	39
Figura 8. Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto	40
Figura 9. Esquema de comportamiento Presión-producción de acuerdo a correlación de Fetkovich	43
Figura 10. Nodos principales en un sistema básico de producción	45
Figura 11. Determinación de la capacidad de flujo	47
Figura 12. Sistema de producción de un pozo con bombeo mecánico.	54
Figura 13. Mecanismos de daño de formación	62
Figura 14. Esquemmatización del punto de nube, transición y punto de Fluidez	71
Figura 15. Representación esquemática de una molécula de asfalteno	72
Figura 16. Representación esquemática de una molécula de resina	72
Figura 17. Esquemmatización del daño de un pozo	78
Figura 18. Factor de daño con la relación de permeabilidades en las diferentes zonas de la formación productora.	81
Figura 19. Comportamiento de las enzimas biológicas	87
Figura 20. Funcionamiento de las enzimas biológicas	87
Figura 21. Mecanismo de las enzimas biológicas	88
Figura 22. Prueba de botella con enzima biológica	89

Figura 23. Resultados de pruebas de botella realizadas en EEUU con enzima biológica.	90
Figura 24. Diagrama de operación de bombeo en el pozo	93
Figura 25. Cambio de la mojabilidad de los tipos de roca con el tiempo	126
Figura 26. Relación entre la concentración de enzima biológica y el grado de remoción de daño (EPR)	131
Figura 27. Algoritmo de la metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos.	140
Figura 28. Curvas IPR para un pozo.	148
Figura 29. Diagrama esquemático de flujo para prueba de corazones.	169

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición y propiedades típicas de las ceras parafínicas y ceras microcristalinas	70
Tabla 2. Concentración y volumen de la enzima biológica por tipo de pozo	102
Tabla 3. Cantidad de enzima biológica recomendada según espesor de formación	103
Tabla 4. Tiempo de remojo recomendado en la estimulación con enzima biológica.	104
Tabla 5. Resultados de pozos tratados con enzima biológica	107
Tabla 6. Información básica del pozo Lun 2-25	109
Tabla 7. Resultados del tratamiento con enzimas biológicas	110
Tabla 8. Información básica del pozo Weizhou 11- 4 - A3	113
Tabla 9. Datos de la zona de aceite	114
Tabla 10. Resultados de la estimulación con enzimas biológicas para remover el bloqueo en el pozo Weizhou 11-4-A3	115
Tabla 11. Historia de producción del pozo antes de la aplicación de enzimas biológicas	118
Tabla 12. Datos Básicos del Pozo Yung 8-52	119
Tabla 13. Características del yacimiento	120
Tabla 14. Datos de producción del pozo después del tratamiento con enzimas biológicas	121
Tabla 15. Características principales del aceite en el yacimiento Y8.	123
Tabla 16. Tensión interfacial entre el aceite y la solución de enzima biológica	124
Tabla 17. Efecto de la enzima biológica en la mojabilidad de las rocas	125
Tabla 18. Propiedades básicas de las muestras de corazones usadas en las pruebas de desplazamiento	127
Tabla 19. Resultados de las simulaciones de remoción de daño con enzima biológica	130
Tabla 20. Resultados del tratamiento en pozo para el yacimiento Y8	132
Tabla 21. Información Básica del pozo Hitzfelder.	134
Tabla 22. Información sobre el incremento de producción mensual	135

Tabla 23. Posibles resultados de aplicaciones de enzimas biológicas según la porosidad de la formación

151

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Minerales Comunes que Componen las Rocas Productoras de Hidrocarburos	190
Anexo B. Tipos de Arcilla más Comunes en las Formaciones Productoras	191
Anexo C. Tabla Anova	192

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS.*

**AUTORES: ZULLY YILEN OTERO GUAUQUE
MÓNICA FERNANDA SALAMANCA VIANCHA****

PALABRAS CLAVES: estimulación de pozos, daño de formación, enzimas biológicas, pruebas.

DESCRIPCIÓN:

En la vida productiva de un pozo de petróleo se presentan varios factores que afectan la producción de fluidos. Uno de ellos son los mecanismos de daño de formación. Para mitigar estos problemas se pueden utilizar técnicas de estimulación de pozos. Una nueva e interesante técnica es el tratamiento que se realiza con enzimas biológicas.

Este trabajo presenta en primer lugar, un estado del arte sobre las enzimas biológicas y sus aplicaciones a nivel de yacimiento.

A continuación, se propone una metodología para seleccionar y evaluar enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos. Este trabajo tiene dos partes, la selección de pozos candidatos y las pruebas de laboratorio.

La selección de candidatos es un paso muy importante ya que determina cuales pozos pueden ser estimulados con enzimas biológicas. La estrategia de selección se basó en cuatro criterios principales: la historia del pozo, el estado mecánico, el análisis nodal y la regla 2 ½.

La segunda parte de la metodología corresponde a las pruebas de laboratorio, paso primordial, porque permite hacer la evaluación y aplicación de las enzimas biológicas en un pozo en particular. Este trabajo propone las pruebas mínimas necesarias para una evaluación completa, estas son: pruebas de caracterización de la enzima, pruebas de botella y pruebas de desplazamiento.

Entonces, este estudio proporciona una base para futuros trabajos de investigación, cada uno, relacionado por supuesto a la evaluación de las nuevas tecnologías de daño de formación.

* Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Vanegas Angarita

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE SELECTION OF BIOLOGICAL ENZYMES IN THE STIMULATION WELLS PROCESSES*

AUTHORS: ZULLY YILEN OTERO GUAUQUE
MÓNICA FERNANDA SALAMANCA VIANCHA**

KEY WORDS: well stimulation, damage formation, biologic enzymes and tests.

DESCRIPTION:

In the productive life of an oil well are several factors that affect the fluids production. One of them are the mechanisms of damage formation. To mitigate this problems can be used the well stimulations techniques. A new technique interesting is the treatment that can be made with biologic enzymes.

This work presents in first place, a state of art about the biologic enzymes and its applications to reservoir level.

After that, is proposed a methodology to select and evaluate biologic enzymes in wells stimulation process. This work has two parts, the selection of wells candidates and the laboratory tests.

The candidates selection is a very important step because it determinates which wells can be stimulated with biologic enzymes. The selection strategy was based on four main criteria: the well history, the mechanic state, the nodal analysis and the rule 2 ½.

The second part of the methodology are the laboratory tests, essential step, because it allows to do the evaluation and application of the biologic enzymes in a well in particular.

This work proposes the minimums test necessary for a full evaluation, there are: characterization tests of the enzyme, displacement tests and bottle tests.

Then, this study provides the base for future jobs related with the investigation, each one, affined to the course evaluation of new technologies in the damage formation.

* Theses

**Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Oscar Vanegas Angarita

INTRODUCCIÓN

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la Ingeniería Petrolera están los métodos de estimulación de pozos. A través de los años la tecnología asociada con la estimulación se ha enriquecido significativamente, desarrollando métodos, materiales y equipos para estimular todo tipo de yacimientos.

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación.

Una nueva tecnología se está implementando a nivel mundial estimulando pozos con enzimas biológicas obteniendo muy buenos resultados en la producción de aceite.

Antes de aplicar una estimulación es necesario llevar a cabo una investigación, determinando la posible existencia de un daño de formación, su magnitud, las posibles causas del mismo y si es factible repararlo utilizando ese método. De acuerdo a lo anterior se desarrolló una metodología enfocada en la selección de la enzima biológica, estableciendo el procedimiento de evaluación de la misma para implementarla en la estimulación de pozos.

El contenido del libro se dividió en cuatro capítulos. El capítulo uno presenta una revisión de las definiciones de las propiedades petrofísicas y de los fluidos, luego, unos conceptos de índice de productividad y análisis nodal. También incluye conceptos de daño de formación, sus causas y mecanismos. El segundo capítulo se enfoca a un estado del arte de las enzimas biológicas teniendo en cuenta qué

es una enzima biológica, cómo se produce, cuál es su función y cómo a nivel mundial se ha implementado esta técnica de estimulación y los resultados que se han obtenido. Asimismo, se comentan los mecanismos de daño de formación que se pueden remediar por medio de la aplicación de enzimas. En el capítulo tres se describe una metodología para seleccionar una enzima biológica dependiendo de los parámetros de pozo y pruebas de laboratorio. Finalmente en el cuarto capítulo se presenta un diseño experimental de las pruebas de laboratorio.

1. GENERALIDADES

1.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS¹

1.1.1 Porosidad:

La porosidad es la relación del volumen vacío al volumen total de la roca, por lo tanto es una medida de la cantidad de espacios ocupados por los fluidos en el yacimiento. Existen tres tipos de porosidad. La porosidad absoluta, efectiva y no efectiva. La porosidad puede ser efectiva refiriéndose al volumen de los poros interconectados, y no efectiva en lo concerniente al volumen de poros no comunicados.

Matemáticamente se expresa:

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

V_p = volumen poroso

V_T = volumen total

1.1.2 Permeabilidad:

La permeabilidad de una roca puede definirse como su propiedad de conductibilidad de los fluidos que contiene, es decir su habilidad de permitir el flujo a través de sus poros intercomunicados. Si los poros no tienen comunicación entre ellos, no habrá permeabilidad; de allí que exista una estrecha relación entre la permeabilidad de una roca y la porosidad efectiva, pero no necesariamente con la porosidad absoluta. Por lo tanto la permeabilidad es la medida del medio poroso

¹ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1 ed. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004, p. 48-137

para permitir el flujo de fluidos, siendo un parámetro importante en el diseño de la estimulación.

Existen tres tipos de permeabilidad. La permeabilidad absoluta o específica, que es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un solo fluido. La permeabilidad efectiva que es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y la permeabilidad relativa que es la medida de la capacidad de dos o más fluidos tales como agua, gas o aceite para fluir simultáneamente en un medio poroso.

1.1.3 Tensión interfacial:

La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad.

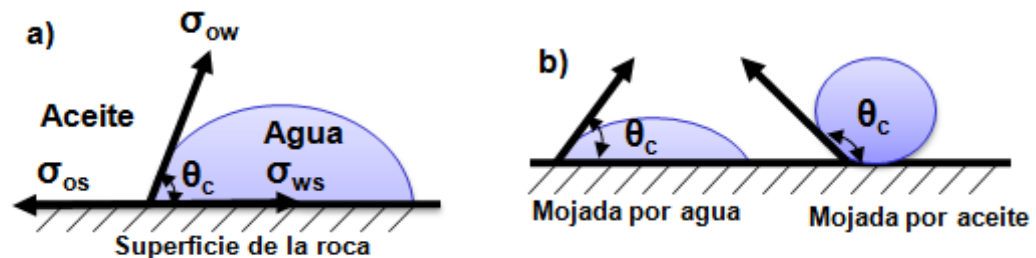
1.1.4 Mojabilidad

Es la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de la roca en presencia de otro fluido inmiscible. La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red de poros. La fase no mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral al tener mayor movilidad.

Las areniscas y los silicatos son fuertemente mojados por agua mientras los carbonatos son fuertemente mojados por aceite. La mojabilidad controla el flujo, la localización y la distribución de fluidos dentro del yacimiento. La mojabilidad afecta los datos de presión capilar, permeabilidad relativa, saturación de agua irreducible y la saturación de petróleo residual.

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos se llama ángulo de contacto. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad.

Figura 1. a) Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido. b) mojabilidad en sistemas roca-sólido



Fuente: CRAIG, Forrest. The reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Second Printing. New York. Monograph Series, Society of Petroleum Engineers. 1971, 13p.

1.1.5 Movilidad

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.

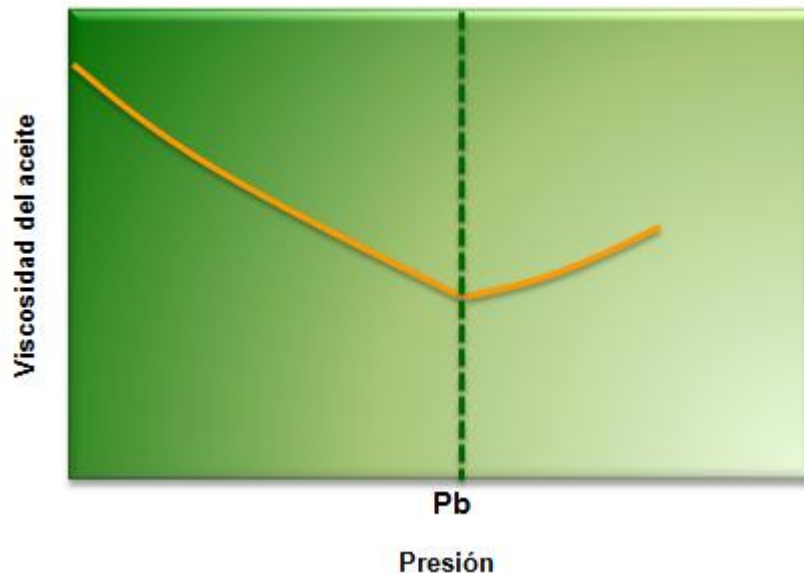
$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \quad \text{Ecuación 2}$$

Son las movilidades del petróleo, agua y gas, respectivamente.

1.1.6 Viscosidad

Indica la Resistencia interna que opone un fluido al movimiento o flujo a determinadas condiciones de presión y temperatura. La figura 2 muestra la relación de la viscosidad del aceite con la presión.

Figura 2. Variación de la viscosidad del aceite con la presión



Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1 ed. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004, 140p.

1.2 TIPOS DE POZOS SEGÚN LA PRESIÓN DE FORMACIÓN²

En un campo productor de aceite, los tipos comunes de pozos, identificados y basados sólo en la presión de formación actual, se describen a continuación:

1.2.1 Pozo de aceite con Suficiente Presión de Formación (SFOW - Sufficient Formation-pressure Oil Well).

Este tipo de pozo tiene las siguientes características:

- a) Un pozo de aceite que aún muestra buena presión de formación, por ejemplo: presión de formación mayor de 265 psi por 1000 pies de profundidad.

² Lau, Philip. Questions & Answers for Apollo Greenzyme: A Biological Enzyme & Its Applications in Oilfields. (Last updated: December 13, 2007) Available from Internet: <<http://www.apollogreenzyme.com/advantage.html>>

- b) Formación con acuífero activo cerca al área de las perforaciones - wellbore, por ejemplo: acuífero activo con suficiente agua inferior o agua periférica para reponer la producción diaria total de fluido.

1.2.2 Pozo de aceite con Insuficiente Presión de Formación (IFOW - Insufficient Formation-pressure Oil Well).

Este tipo tiene dos características:

- a) Un pozo de aceite que muestra menos presión de formación, por ejemplo: presiones de formación menores a 265 psi por 1000 pies de profundidad.
- b) Formación con acuífero poco activo cerca al área de las perforaciones - wellbore, por ejemplo: Poco o insuficiente agua inferior o agua periférica para reponer la producción diaria de fluido total.

1.2.3 Pozo Único en Bolsa de Arena sin Continuidad (BFPW - Broken Formation Pocket-Well).

Este tipo tiene tres características:

- a) Un pozo de aceite que muestra una rápida declinación en la presión de formación en un corto periodo de tiempo de producción. Por ejemplo: en menos de un año o dos, la presión de formación rápidamente se aproxima a 44 psi por 1000 pies de profundidad o menos.
- b) Producción de aceite cerca al 100% con muy poca producción de agua.

- c) Formación sin acuífero en el área cerca a las perforaciones - wellbore, por ejemplo: Escasez total de acuífero inferior e insuficiente agua periférica para reponer la producción diaria de fluido total.

1.3 DETERMINACIÓN DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCIÓN

1.3.1 Índice de Productividad³

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP), derivada a partir de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un solo fluido incompresible.

Se denomina abatimiento de presión a la diferencia entre la presión estática del pozo y la presión de fondo fluyendo, es decir, abatimiento = $P_e - P_{wf}$. Si se relaciona la producción de un pozo y el abatimiento de presión se obtiene el Índice de Productividad IP, el cual se simboliza por la letra J. El IP es un indicador de la capacidad o habilidad para producir de un pozo. Si la producción q esta en bbl/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en lb/pulg², el IP se expresa matemáticamente como:

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 3}$$

³ NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2 ed. México: Editorial Limusa, 1987. p. 71-96.

Si otra cosa no se especifica, el IP se fundamenta en la producción neta de líquidos, es decir aceite y agua.

El IP para un líquido homogéneo de poca compresibilidad con flujo radial, que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme se define por:

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{0,007082 kh}{B_o \mu \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde

q : Caudal de líquido, bbl/d

P_e : Presión estática del yacimiento, psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psi

k : permeabilidad, mD

h :Espesor, pies

B_o : Factor volumétrico del aceite, bbl/ STB

μ : viscosidad, cp

r_e : Radio del yacimiento, pies

r_w : radio del pozo, pies

Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbuja, el índice de productividad (J) será constante.

Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la presión de fondo fluyendo sea menor que la presión de burbuja, el IP cambiará en función de la recuperación acumulada.

Suponiendo que el índice de productividad de un pozo es constante e independiente de la producción actual, la ecuación 3 se puede expresar como:

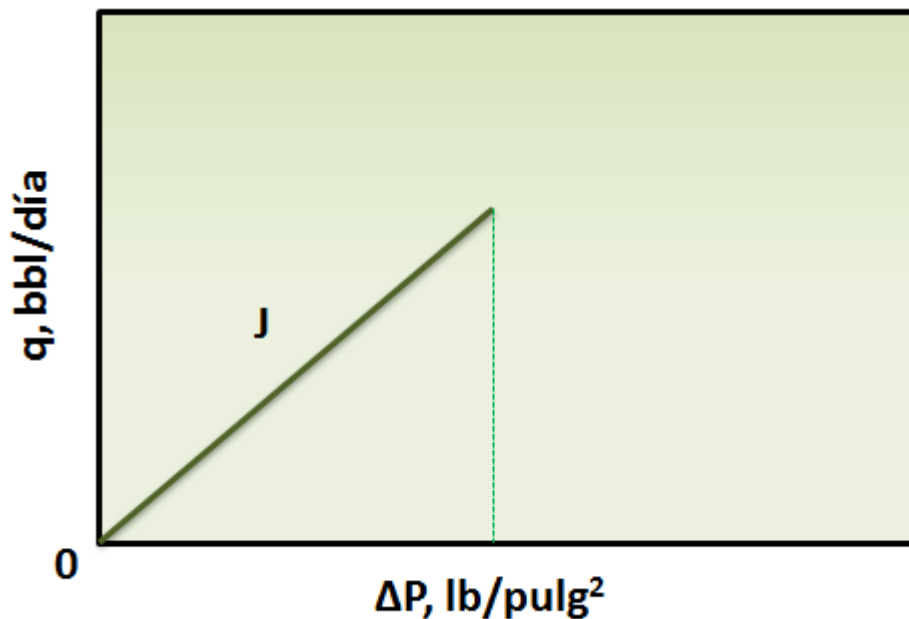
$$q = J \Delta P \quad \text{Ecuación 5}$$

siendo ΔP el abatimiento. Para esta situación se puede notar que la relación entre la producción q y el abatimiento ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J . (ver figura 3).

La ecuación 3 también se puede escribir como:

$$P_{wf} = P_e - \frac{q}{J} \quad \text{Ecuación 6}$$

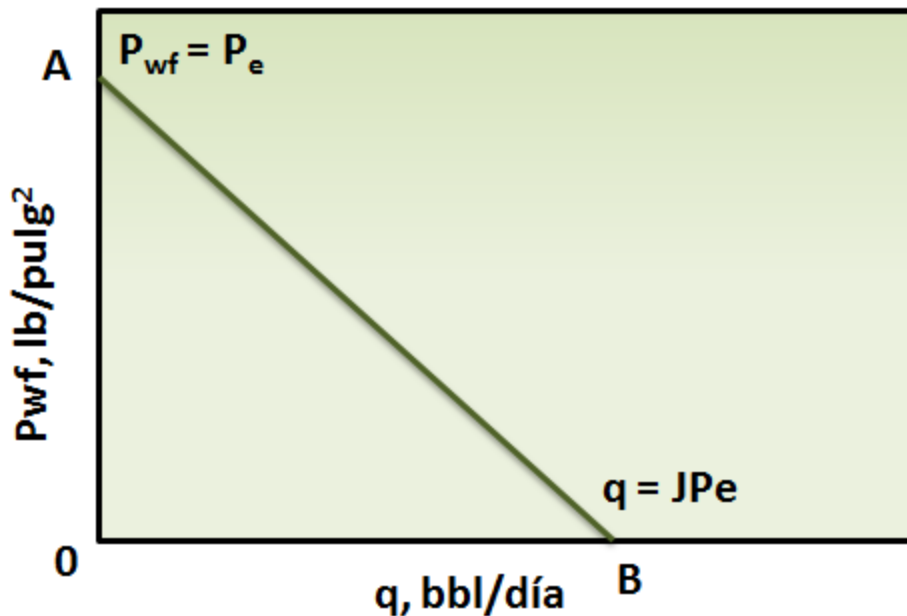
Figura 3. Grafica del caudal de producción contra el abatimiento de presión



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2 ed. México: Editorial Limusa, 1987, 73p.

En una gráfica de P contra q se tiene que la ecuación 6 representa una línea recta de pendiente $-\frac{q}{J}$ y ordenada al origen igual a P_e . Donde para un periodo corto de tiempo de explotación J se considera constante, independiente de la producción. Así mismo, P_e se considera constante. Una gráfica de P_{wf} contra q , dará una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación P_b y bajo régimen laminar. De esta forma J permanecerá constante. (Ver figura 4).

Figura 4. Gráfica de la presión de fondo fluyendo contra el caudal de producción



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2 ed. México: Editorial Limusa, 1987, 73p.

Observando la gráfica de la figura 4 se pueden deducir los siguientes aspectos:

- Cuando q es igual a cero, P_{wf} es igual a P_e .
- Cuando P_{wf} es igual a cero, q es igual a JPe , es decir, se tiene un $q_{\text{máx}}$.

El $q_{\text{máx}}$ es aquel en el cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, y se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero. Es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. Este valor de q , se denomina potencial del pozo, JP_e . Se debe enfatizar que la figura 4 describe el comportamiento de la formación, es decir, la reacción de la formación a un abatimiento de presión en el pozo. Por consiguiente, se está dando a conocer en realidad el potencial de la formación, esto es el caudal máximo al cual la formación puede entregar fluidos hacia al pozo, lo que se presenta cuando P_{wf} es cero. La anterior gráfica es conocida como la RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO ó IPR (En sus siglas en inglés).

El índice de productividad específico es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/pulg^2 de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora, se denota con J_s y se expresa con la ecuación 7.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde

h : espesor de la capa productora, pies

De la misma forma, el índice de productividad específico para un flujo radial se puede expresar por:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0,007082 k}{B_o \mu \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 8}$$

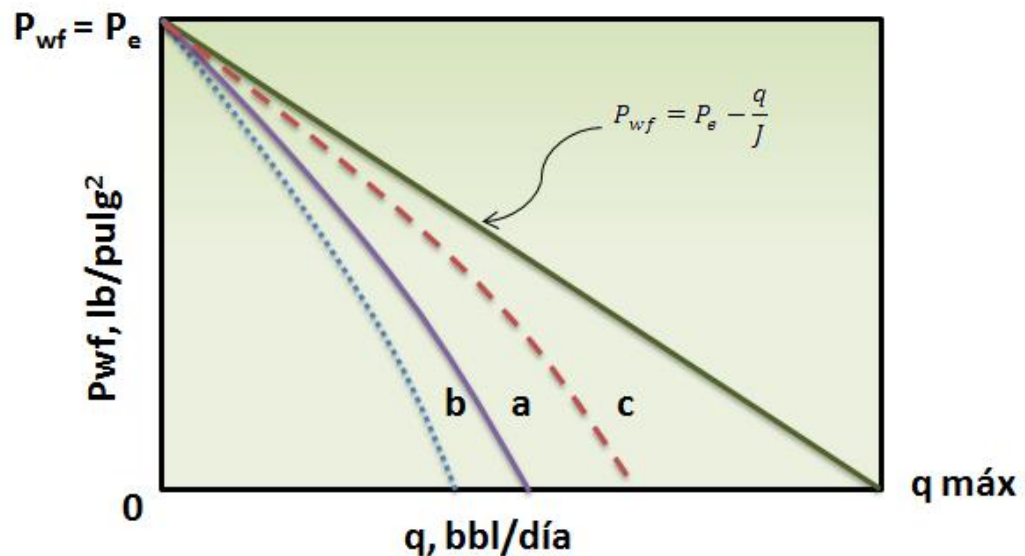
Generalmente, la presión estática del yacimiento disminuye a medida que se producen los fluidos, por lo que J cambia en función del tiempo. La figura 5 muestra las diferentes situaciones que se pueden presentar en un pozo. La curva

a representa el comportamiento real de un yacimiento en condiciones naturales de la formación, es decir, cuando la formación no tiene ninguna alteración en la región cercana al pozo. Sin embargo, normalmente las formaciones se encuentran con daños pequeños o severos que ocasionan una caída de presión adicional a la que se presenta en condiciones naturales. Esto se muestra en la curva **b**.

Si la permeabilidad de la formación en los alrededores del pozo debido a una estimulación se encuentra en mejores condiciones de flujo, la caída de presión será menor. Este comportamiento se muestra en la curva **c**.

Para resumir lo anterior, el caudal de producción para una misma caída de presión en condiciones de formación dañada es menor al que existiera si no estuviera ese daño, y por el contrario si la formación es estimulada se obtendría mayor producción.

Figura 5. Relación de comportamiento de flujo (IPR)



Fuente: ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1 ed. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991, 9p.

1.3.2 Curvas IPR para pozos con empuje por gas disuelto⁴.

La correcta estimación del IPR es clave para poder estudiar el comportamiento del sistema de producción. El IPR se cuantifica a través de modelos matemáticos simplificados como las ecuaciones de Darcy, Vogel, Standing, Fetckovich y Jones Blount & Glaze.

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR que se muestra en la ecuación 3 está determinado por la Ley de Darcy, la cual presenta una ecuación para flujo radial que permite estimar la tasa de producción de petróleo que será capaz de aportar un área de drenaje de forma circular hacia el pozo productor. Para aplicar la ecuación de Darcy la presión debe mantenerse por encima de la presión de burbuja $P > P_b$ lo cual garantiza el flujo de una sola fase.

En los yacimientos de petróleo donde la presión estática es menor que la presión de burbuja existe flujo de dos fases: una líquida (petróleo) y otra gaseosa (gas libre que se vaporizo del petróleo). Los métodos de curvas IPR para pozos con empuje por gas disuelto se presentaran a continuación.

1.3.2.1 Vogel⁵

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para calcular el IPR de pozos productores de aceite para yacimientos saturados. Aunque este método fue propuesto sólo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser aplicado para cualquier yacimiento en donde la saturación de gas aumenta a medida que la presión disminuye. El método de

⁴ MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal: curso. Lima, Perú: ESP Oil Engineering Consultants. 2008, p. 29-37

⁵ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 21-26.

Vogel permite la obtención de las curvas de IPR para los pozos, sin considerar aquellos que están dañados o estimulados. La correlación es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde

q_o : caudal de aceite medido a la P_{wf} , bl/día

$q_{m\acute{a}x}$: Potencial del pozo (considerando $P_{wf} = 0$)

\bar{P} : Presión promedio del yacimiento

Vogel en su artículo original sólo consideró los casos en los cuales los yacimientos eran saturados. Este método también puede ser aplicado a los yacimientos subsaturados para los valores de $P_{wf} < P_b$

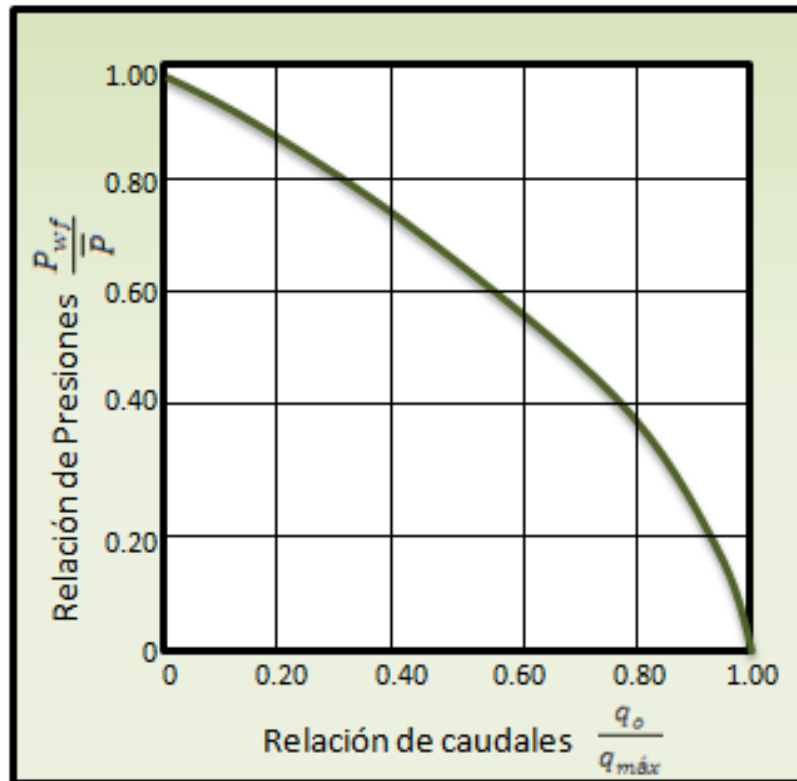
- **Aplicación del Método de Vogel para yacimientos saturados con factor de daño igual a cero ⁶.**

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el caudal de producción. La ecuación 9 aplica a casos donde no existe daño de formación, es decir la eficiencia de flujo (EF) es igual a 1. La representación gráfica de esta ecuación se muestra en la figura 6.

Para realizar el IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular $q_{m\acute{a}x}$ utilizando una prueba de presión en la ecuación 9 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de $q_{m\acute{a}x}$ correspondientes utilizando también la ecuación 9. Estos datos también se pueden obtener usando la figura 6.

⁶ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, p. 18-19.

Figura 6. Curva IPR para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. EF =1.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal: curso. Lima, Perú: ESP Oil Engineering Consultants. 2008, 30p.

- **Aplicación del Método de Vogel para yacimientos subsaturados con factor de daño igual a cero⁷.**

Para este caso se pueden considerar dos situaciones específicas donde se puede aplicar el método de Vogel, ya que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima o por debajo del punto de burbuja. En la primera situación, donde la presión de fondo fluyendo se encuentra por encima del punto de burbuja, se debe primero calcular J usando una prueba de presión en la ecuación 3, después se calcula q_b reemplazando J y la prueba de presión en la ecuación 10.

⁷ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, p. 19-21

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{Ecuación 10}$$

Ahora, con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} < P_b$ se usan los datos ya calculados y se reemplazan en la ecuación 11. El IPR para valores $P_{wf} > P_b$ presenta un comportamiento lineal.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 11}$$

En la segunda situación, cuando la presión de fondo fluyendo se encuentra por debajo del punto de burbuja, los primeros cálculos que se deben realizar son el de J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 10 y el de q_b usando la siguiente ecuación:

$$q_b = J(\bar{P} - P_b) \quad \text{Ecuación 12}$$

Después de calcular J y q_b para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} < P_b$ se utiliza la ecuación 11. El IPR para valores de $P_{wf} > P_b$ es lineal y puede ser calculado utilizando la ecuación 3.

1.3.2.2 Standing⁸

El método original de Vogel no considera los efectos de un factor de daño diferente a cero, pero la modificación realizada por Standing extendió el método para aplicación a pozos con daño de formación o estimulados, donde establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe el daño o estimulación al pozo, es decir, $EF \neq 1.0$.

⁸ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 26-30

La eficiencia de flujo está definida como:

$$EF = \frac{\bar{P} - P'_{wf}}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{IP_a}{IP_i} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde

\bar{P} : Presión promedio del yacimiento, lb/pulg²

P'_{wf} : Presión de fondo fluyendo sin daño, lb/pulg²

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo actual, lb/pulg²

IP_a : Índice de productividad actual

IP_i : Índice de productividad ideal

En la ecuación 13 el término $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ y ΔP_s es la pérdida de presión debido al daño o a la estimulación, el cual es positivo cuando hay daño y es negativo cuando la formación esta estimulada.

La figura 7 muestra el concepto empleado por Standing para establecer la eficiencia de flujo.

- **Yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero.**⁹ Usando el análisis anterior sobre eficiencia de flujo, Standing reescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como:

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}^{EF=1}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0,8 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 10}$$

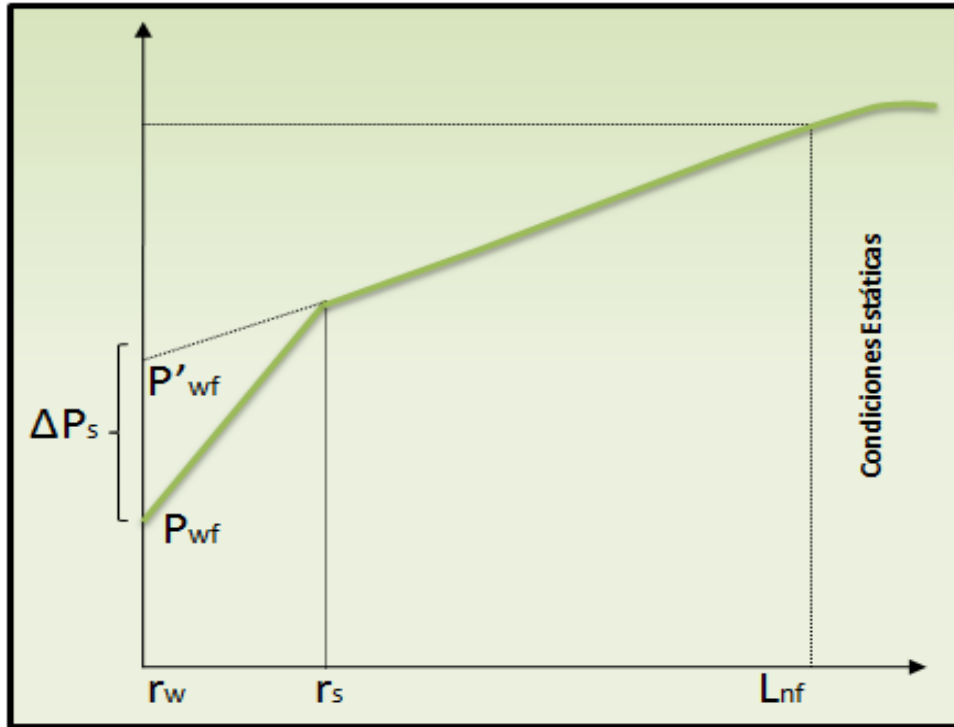
Donde

$q_{m\acute{a}x}^{EF=1}$: mayor producción que se puede obtener si $EF = 1$

P'_{wf} : Presión de fondo fluyendo para la cual también $EF = 1$

⁹ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, p. 21-22

Figura 7. Presiones de fondo en un pozo dañado.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal: curso. Lima, Perú: ESP Oil Engineering Consultants. 2008, 21p.

La siguiente ecuación relaciona a P_{wf} , P'_{wf} y EF:

$$\frac{P'_{wf}}{P} = 1 - EF + EF \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) \quad \text{Ecuación 11}$$

Standing construyó la gráfica de la figura 8 usando las ecuaciones 10 y 11, que muestra las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0,5 a 1,5.

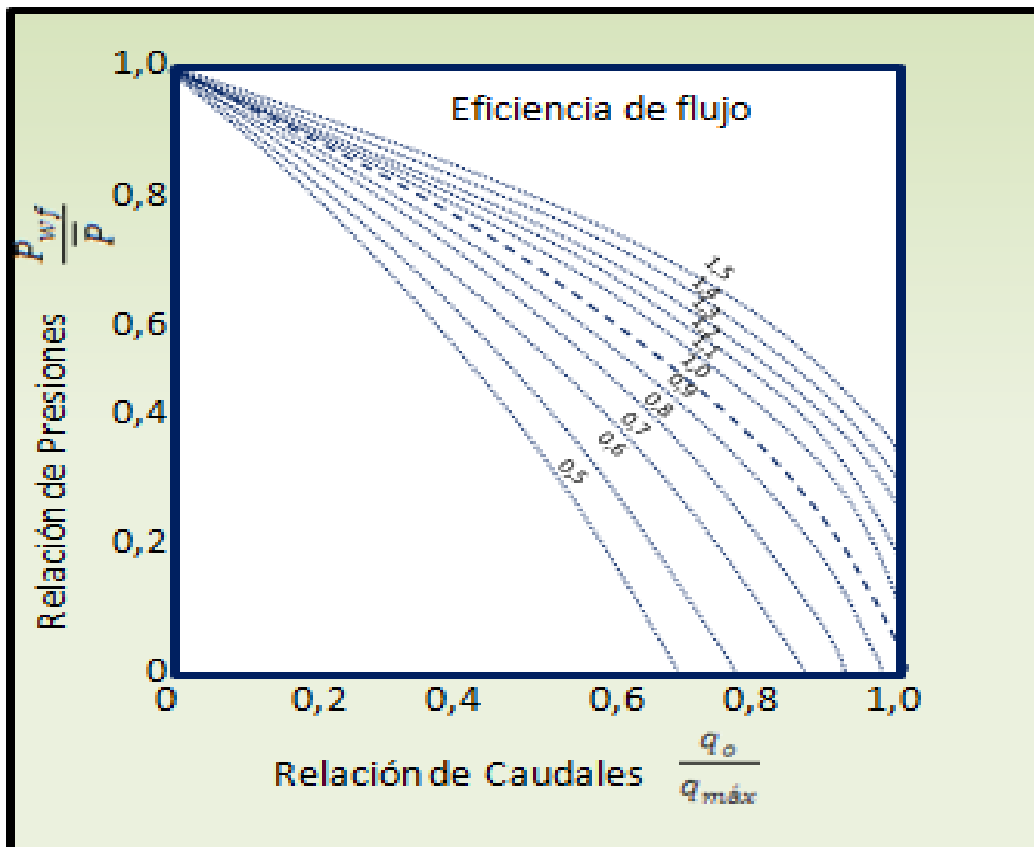
Combinando las ecuaciones 10 y 11 se puede deducir la ecuación que describe la gráfica anterior.

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}^{EF=1}} = 1,8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad \text{Ecuación 12}$$

Para valores de $EF > 1$ una relación aproximada entre el actual $q_{m\acute{a}x}$ y $q_{m\acute{a}x}^{EF=1}$ es la siguiente:

$$q_{m\acute{a}x} = q_{m\acute{a}x}^{EF=1} (0,624 + 0,376 EF) \quad \text{Ecuación 13}$$

Figura 8. Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto.



Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, 27p.

- **Yacimientos subsaturados con un factor de daño diferente de cero**¹⁰. La ecuación 11 es posible modificarla y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$, esta ecuación es la siguiente:

$$q = J(\bar{P} - P_b) + \frac{JP_b}{1,8} \left[1,8 (EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 14}$$

Para los dos casos anteriores, se pueden seguir los siguientes procedimientos para realizar el IPR para cualquier valor de EF incluyendo $EF = 1$.

En el primer caso, para el cual la presión de fondo fluyendo se encuentra por encima del punto de burbuja, lo que se hace primero es calcular J usando datos de una prueba de presión en la ecuación 3, después se genera el IPR para valores de $P_{wf} < P_b$ usando el valor de EF actual en la ecuación 14. El IPR para $P_{wf} > P_b$ presenta un comportamiento lineal. Se puede hacer el mismo procedimiento para diferentes valores de EF así predecir el comportamiento del IPR. Para realizar esto el nuevo valor de J para una nueva EF puede ser calculado de la siguiente ecuación:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{EF_2}{EF_1} \right) \quad \text{Ecuación 15}$$

Para el segundo caso, en el que la presión de fondo fluyendo se encuentra por debajo de la presión de burbuja, primero se calcula J usando datos de una prueba de presión en la ecuación 14 y después se genera el IPR para valores de $P_{wf} < P_b$ utilizando también la ecuación 14. El IPR para valores de $P_{wf} > P_b$ el comportamiento es lineal. Para nuevos valores de EF se calcula J con la ecuación 15 y se repite el procedimiento anterior.

¹⁰ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, p. 22-24

1.3.2.3. Fetkovich¹¹

M.J. Fetkovich demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C(P_e^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

q_o = caudal de aceite correspondiente a la P_{wf}

C = constante de estabilización

n = factor de turbulencia que puede variar entre 0,57 y 1. Este factor n es igual a $1/m$, donde m es la pendiente del gráfico $\log(P_e^2 - P_{wf}^2)$ vs $\log(q)$.

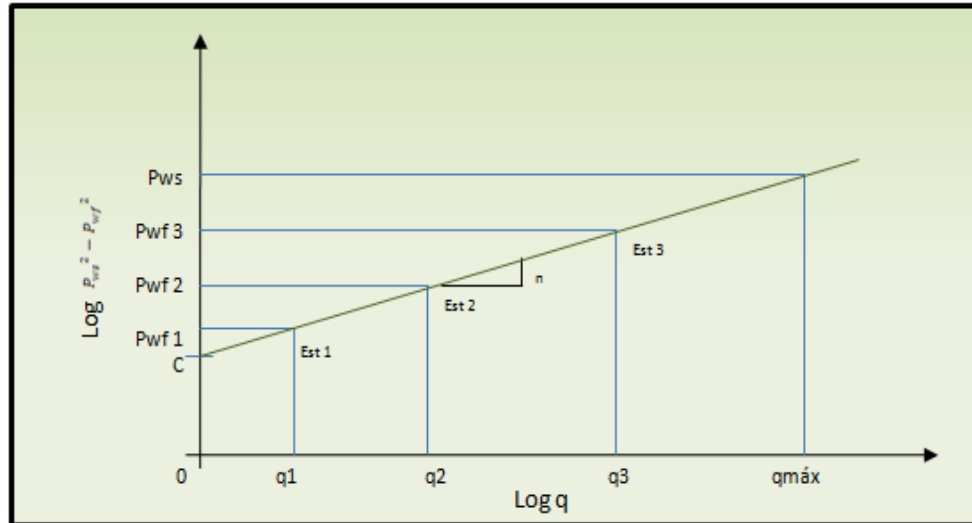
Ambos valores son características de cada pozo.

Para aplicar el método de Fetkovich, es necesario determinar los valores de C y de n. Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los caudales aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log – log se grafican los valores de presión contra caudal, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o caudal máximo teórico se obtiene intersectando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de caudal (Ver Figura 9).

¹¹ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 30-32

Figura 9. Esquema de comportamiento Presión-producción de acuerdo a correlación de Fetkovich



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2 ed. México: Editorial Limusa, 1987, 89p.

1.3.2.4 Jones, Blount y Glaze¹²

En 1976 Jones, Blount y Glaze modificaron la ley de Darcy para un yacimiento horizontal homogéneo con flujo radial y turbulento. El flujo turbulento en un pozo normalmente se presenta cuando la producción de aceite es muy alta.

La ecuación desarrollada es la siguiente:

$$\bar{P} - P_{wf} = Aq + Bq^2 \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde

A: coeficiente de flujo laminar estándar o de Darcy

B: Coeficiente de turbulencia

Las siguientes ecuaciones se utilizan para los coeficientes A y B:

¹² BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 35-36

$$A = \frac{141,2 \mu_o B_o}{kh} \left[\ln \left(\frac{0,472 r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad \text{Ecuación 18}$$

$$B = \frac{2,30 \times 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7,08 \times 10^{-9} kh} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde

h: Espesor del intervalo perforado

β : Factor de turbulencia y está definida por:

$$\beta = \frac{2,329 \times 10^{10}}{k^{1,2}} \quad \text{Ecuación 20}$$

1.3.3 Análisis Nodal¹³

El método de análisis de sistemas de producción o análisis nodal¹⁴ es uno de los medios adecuados para el diseño y evaluación de pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. Los análisis que se realizan de un sistema de producción permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor.

Existen dos aspectos importantes para el desarrollo del análisis: el cálculo correcto y análisis de la curva de IPR (RELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO), para predecir el comportamiento de los pozos, y el uso de las correlaciones que describen el flujo de fluidos en tuberías horizontales y verticales.

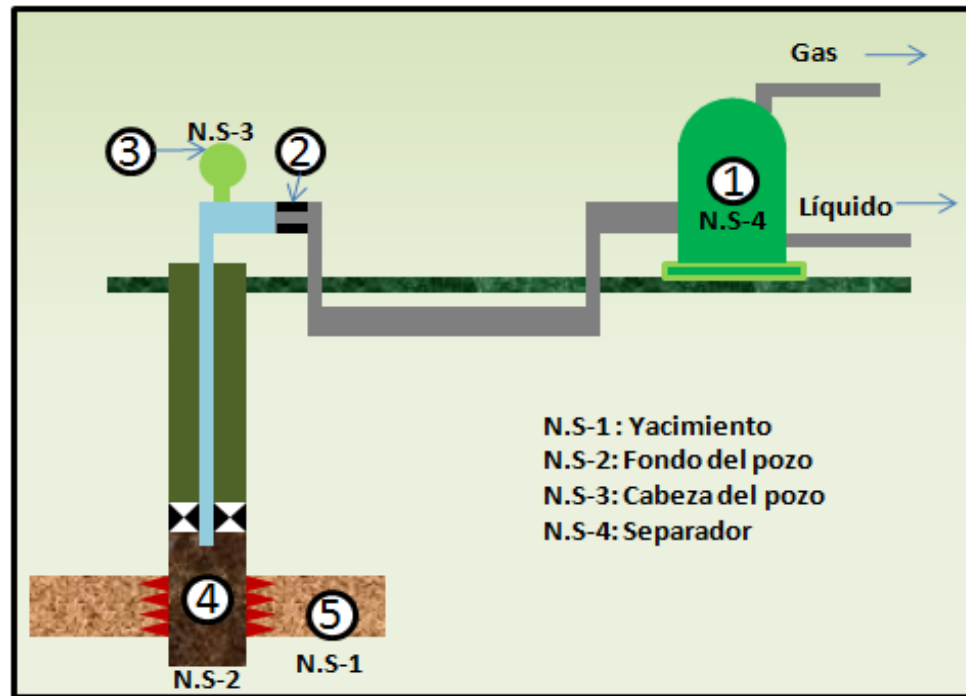
El procedimiento consiste en dividir el sistema en puntos o nodos de solución para calcular caídas de presión, así como caudal de los fluidos producidos, y de esta

¹³ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 1-7

¹⁴ Marca Registrada de Schlumberger.

manera, poder determinar el potencial de producción de un yacimiento. Como nodo solución puede tomarse el yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo, el separador. La figura 10 muestra los lugares que con frecuencia se utiliza como nodo solución.

Figura 10. Nodos principales en un sistema básico de producción



Fuente: Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, 3p.

Todos los componentes aguas arriba del nodo (**Upstream**) comprende la sección de entrada (**Inflow section**), mientras que la sección de salida (**outflow section**) consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (**Downstream**). Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos son satisfechos:

1. El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo.

2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

En un momento particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen constantes y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del yacimiento \bar{P} , y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es generalmente la presión del separador P_{sep} , pero si la presión del pozo es controlada por un estrangulador en la superficie, la presión de separador sería reemplazada por la presión en cabeza de pozo P_{wh} .

Una vez que el nodo es seleccionado, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando por las presiones que permanecerán fijas.

Se tiene:

Entrada al Nodo (inflow):

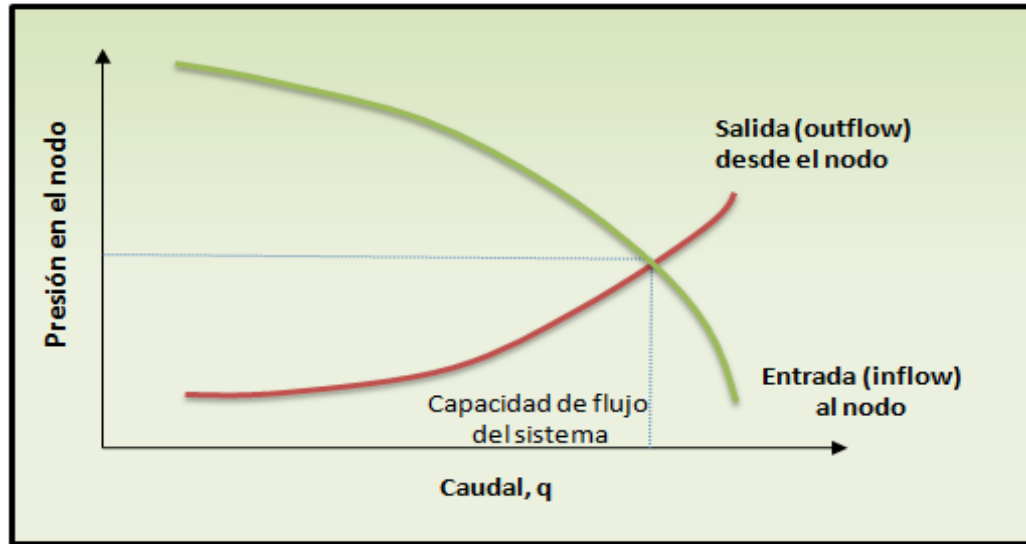
$$\bar{P} - \Delta P(\text{Componentes upstream}) = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 21}$$

Salida del Nodo (outflow):

$$P_{sep} + \Delta P(\text{Componentes downstream}) = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 22}$$

La caída de presión Δp , en cualquier componente varía con el caudal, q . Por lo tanto, un gráfico de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptaran satisfaciendo las condiciones 1 y 2 antes mencionadas. El procedimiento es ilustrado en la figura 11.

Figura 11. Determinación de la capacidad de flujo



Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, 3p.

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, utilizando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio fue realizado en un componente aguas arriba (upstream), la curva de salida (outflow) no sufrirá cambios. Por lo tanto, si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará, y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

1.3.3.1 Análisis nodal aplicado a sistemas de pozos fluyendo naturalmente^{15,16}

Para poder evaluar los sistemas de producción que incluyen algún tipo de levantamiento artificial, es necesario conocer primero como es el comportamiento de pozos fluyendo naturalmente.

¹⁵ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, p. 41-55

¹⁶ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 1-6

En un pozo que produce por flujo natural, las variables que influyen sobre el caudal de producción, se pueden clasificar en dos grupos: aquellas que pueden ser controladas, y aquellas que tienen poco o ningún control. En el primer grupo están el diámetro y longitud de la tubería de producción, el diámetro y longitud de la línea de flujo, restricciones de superficie y posible presión del separador. El segundo grupo incluye la presión estática del yacimiento, las propiedades del fluido y el índice de productividad, sin considerar los tratamientos de estimulación que ha recibido el pozo.

En esta sección se muestran las diferentes posiciones que pueden considerarse como nodo solución para desarrollar el respectivo análisis.

La elección del nodo solución para pozos depende del componente que se desee evaluar, esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se puede identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, a la luz de una justificación económica, para su posterior ejecución.

Para cada posición solución se sigue un procedimiento, basado en el cálculo de la curva IPR y en la determinación de las pérdidas de presión a través del sistema de tubería por medio de las curvas de gradiente de presión para flujo de aceite y gas.

A continuación se describe un procedimiento sugerido para aplicar análisis nodal, tomando como nodos solución al yacimiento, el fondo del pozo, cabeza del pozo y separador.

- **El yacimiento como nodo solución**

Esta es la posición solución menos práctica ya que solo permite analizar el efecto del cambio de \bar{P} . Para la solución de este nodo, se inicia por la otra posición final

(presión de separador), sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a esta posición.

Procedimiento

1. Para este caso, los cálculos inician con la presión de separación y se procede a calcular las demás presiones.
2. Se suponen varios caudales de producción.
3. Con la presión de separación, se calculan las presiones requeridas en la cabeza del pozo para mover los fluidos a los caudales correspondientes. Esto incluye las caídas de presión en la línea de descarga y en el separador, para lo cual se deberá utilizar una correlación de flujo multifásico.
4. Utilizando las presiones en la cabeza del pozo calculadas previamente, determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en el fondo del pozo para cada caudal supuesto, utilizando una correlación de flujo multifásico.
5. Con las P_{wf} calculadas previamente para cada caudal, calcular la presión promedio del yacimiento (\bar{P}) para cada caudal, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.
6. Graficar los valores de presión promedio del yacimiento calculados en el paso anterior con los valores de los caudales supuestos, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina el caudal del sistema.

- **Fondo del pozo como nodo solución**

Localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones, identificado como nodo 4 en la figura 10, es el nodo solución más utilizado. Este divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total.

Procedimiento

1. Suponer varios caudales
2. Construir una curva IPR a diferentes caudales.
3. Determinar la presión en la cabeza del pozo necesaria para mover los fluidos hasta el separador con cada caudal supuesto mediante la aplicación de una correlación de flujo multifásico adecuada.
4. Utilizando los caudales supuestos y las presiones en la cabeza del pozo correspondientes, determinar la presión de fondo fluyendo mediante la aplicación de una correlación de flujo multifásico adecuada.
5. Graficar los datos obtenidos con la IPR, así como los obtenidos en el paso anterior. La intersección de la curva representa la presión de fondo fluyendo a la cual el yacimiento entrega un caudal, y a la vez, con esta misma presión de fondo fluyendo, es posible sacar este caudal hasta el separador.

Al tomar como nodo solución el fondo del pozo, el componente yacimiento queda aislado del sistema de tuberías, lo que permite detectar el efecto de un cambio en la presión promedio del yacimiento sobre las tasas de flujo, reflejado en las curvas IPR.

Cuando se quiere mostrar el efecto de la remoción del daño por algún tipo de estimulación realizada al pozo, este nodo solución es la mejor forma de ilustrar los efectos de estas variables.

- **Cabeza del pozo como nodo solución.**

En esta posición el sistema se divide nuevamente en dos componentes. El separador y la línea de flujo constituyen el componente downstream, y el yacimiento y la sarta de producción el componente upstream.

Procedimiento

1. Se suponen varios caudales de producción
2. A partir de la presión de separación, se calcula la presión en la cabeza del pozo requerida para mover los fluidos a través de la línea de descarga hasta la cabeza del pozo, considerando cada caudal supuesto y aplicando una correlación de flujo multifásico adecuada. Se suman las caídas de presión en el estrangulador y la línea de descarga.
3. Para cada caudal supuesto, determinar la presión de fondo fluyendo P_{wf} correspondiente. Con la P_{wf} calculada para cada caudal supuesto, determinar la presión en la cabeza del pozo aplicando una correlación de flujo multifásico adecuada. Se suman las caídas de presión en el yacimiento y la tubería vertical.
4. Finalmente graficar los datos de presión obtenidos en los dos pasos anteriores en la escala vertical, contra los caudales. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

Al tomar como nodo solución la cabeza del pozo, la ventaja resulta de aislar la línea de flujo, facilitando observar el efecto del cambio de esta en las tasas de flujo. También es posible comparar el comportamiento de las tasas para varias combinaciones de sartas de producción y líneas de flujo.

- **Separador como nodo solución**

El separador es una de las posiciones finales dentro del sistema nodal, la presión en este punto generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía con la tasa. En algunos casos la presión del separador variará con la tasa y puede medirse apropiadamente en el procedimiento de solución.

Procedimiento

1. Suponer varios caudales de producción
2. Empezar por la posición final (\bar{P}) y determinar la P_{wf} necesaria para que el pozo produzca a los caudales supuestos, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.
3. Con el valor obtenido de P_{wf} , determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.
4. Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada uno de los caudales supuestos, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
5. Graficar la presión del separador vs el caudal, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.

Si se toma esta posición como nodo solución, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre el caudal de producción.

1.3.3.2 Análisis nodal aplicado a sistemas de levantamiento por bombeo mecánico¹⁷

Implementar el método de análisis nodal para pozos que utilizan algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más complejo que para pozos fluyendo naturalmente, sin embargo, brinda ventajas y oportunidades de mejora.

En la actualidad, es muy limitado el descubrimiento de nuevos y grandes yacimientos que aporten a las actuales reservas de crudo, por esta razón es importante extender el análisis nodal a pozos que requieren de algún sistema de

¹⁷ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, p. 56-71

levantamiento artificial, en yacimientos en los cuales la presión decrece rápidamente.

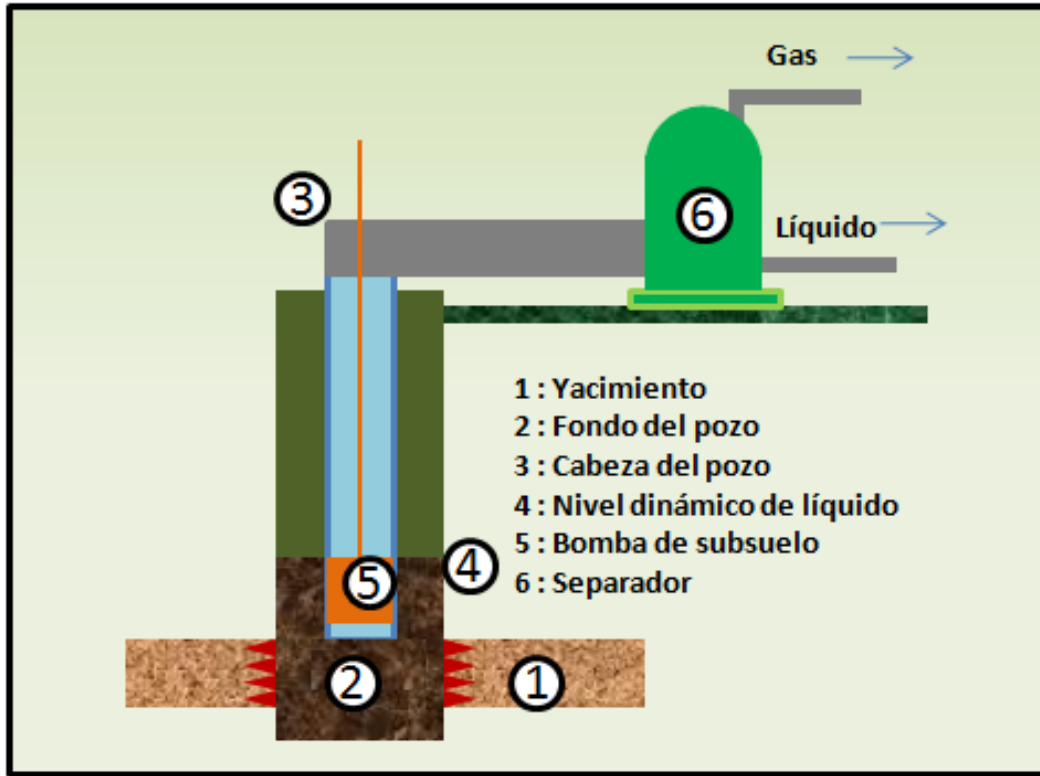
Para el caso de un sistema de bombeo por varillas, las únicas características no comunes con el sistema de producción de un pozo fluyente naturalmente, son la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo de superficie.

Como existe un espacio anular, se cuenta con dos trayectorias para el desplazamiento de los fluidos hasta la superficie. Una de estas es la sarta de producción a través de la cual son levantados los fluidos con ayuda de la bomba de subsuelo. La otra trayectoria disponible es el espacio anular, en el cual los fluidos se levantan hasta un nivel dinámico sobre el que existe una columna de gas. En el fondo del pozo estas trayectorias convergen en el mismo punto; por tanto las presiones ejercidas por cada subsistema en este punto deben ser iguales.

Debido a la condición anterior, hay dos formas de calcular las presiones en el fondo de pozo con bombeo mecánico. La primera es a través de la sarta de tubing y la segunda a través del espacio anular. Por lo tanto el nivel líquido dinámico es un indicador muy importante de la presión del fondo del pozo.

Para un pozo con bombeo mecánico, en el cual se desea determinar el comportamiento operativo del equipo de subsuelo y superficie, se recomienda usar como nodo para el análisis, la posición de entrada a la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el inflow y outflow del pozo.

Figura 12. Sistema de producción de un pozo con bombeo mecánico.



Fuente: Modificado de DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, 57p.

Considerando como nodo la posición de entrada a la bomba, y el pozo sujeto a flujo en dos fases se tiene:

Entrada al Nodo (inflow):

$$\bar{P} - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 23}$$

Salida del Nodo (outflow):

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

ΔP_{res} : Drawdown del yacimiento

P_{wh} : Presión en el cabezal del pozo, psi

ΔP_{ft} : Caída de presión por fricción, varillas y tubería, psi

F_o : Carga de fluido, lbs

A_p : Sección transversal del pistón, pulg²

El Inflow es calculado por la ecuación de Vogel o cualquier otro método para calcular el IP e IPR que aplique para el caso, mientras que el outflow requerirá establecer correlaciones con el inventario de información de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída total de presión por fricción, la presión de fondo fluyendo y su dependencia con la tasa de flujo. La solución óptima del sistema sería obtenida al interceptar las curvas Inflow y outflow.

Dentro de la información de las mediciones físicas de pruebas realizadas al pozo están las siguientes:

- **Caudal, q (STB/día)**
- **Presión de Cabeza, P_{wh} (psi)**
- GOR
- Niple de asiento, NA (pies)
- **P_{wf} , PIP (psi)**
- **Carga de fluido (libras)**
- **Diámetro del pistón (pul)**
- **Presión de la carga de fluido, P_{fo} (psi)**
- Presión de descarga, PDP ($P_{fo} + PIP$)
- Golpes por minuto (GPM)
- Desplazamiento del pistón (STB/día)
- Llenado de la cámara del barril (%)

Aquellos que están en negrita, son la información básica necesaria para poder desarrollar la curva de comportamiento para el sistema de bombeo. Una vez se

tienen estos datos, se emplea la ecuación 24 para determinar los valores de P_{wf} y se obtienen los puntos para la gráfica de rendimiento. Este procedimiento es basado en la norma API RP 11L¹⁸.

1.4 DAÑO DE FORMACIÓN

1.4.1 Definición de daño de formación¹⁹

El daño de formación se define como la pérdida de productividad o inyectabilidad de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, o de una restricción de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

También se define como cualquier restricción al flujo de fluidos que distorsionan las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías del pozo.

1.4.2 Causas de daño de formación²⁰

La mayor parte de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo petrolero, a lo largo de su vida, pueden ocasionar daños a la productividad del pozo. El daño de formación puede ser originado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

¹⁸ LABRADOR, Laura y SÁNCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. 2008

¹⁹ ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1 ed. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991, 5p.

²⁰ ECONOMIDES, Michael. J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. 3rd Edition. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, 1987.

Las operaciones de campo como la perforación de pozos, la cementación de tuberías de revestimiento, la terminación o reparación de los pozos, e inclusive las de estimulación son las causas más importantes que generan daño de formación. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

En el transcurso del proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño de formación, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

- **Daños durante la perforación:**

La causa más común de daños de formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. Desde que se empieza a perforar la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, se expone esta zona al contacto con lodos de perforación y a diferentes operaciones, que afectarán la productividad del pozo.

El daño y su impacto en la producción del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena en el medio poroso. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la broca y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

- **Daños durante las operaciones de cementación:**

En el transcurso de las operaciones de cementación, al bajar la tubería de revestimiento se puede causar una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos.

Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden reaccionar con los minerales y los fluidos de formación, produciendo desestabilización de las arcillas, migración de partículas finas, cambios de mojabilidad y cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

- **Daños durante las operaciones de terminación/reparación:**

Durante la terminación y la reparación del pozo se realizan diferentes intervenciones, como controles de pozo, limpieza del pozo, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción. Estas actividades pueden ocasionar daños de formación.

Durante la perforación del intervalo se recomienda trabajar con un fluido de control libre de sólidos, y una presión diferencial a favor de la formación, debido a que el exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede provocar pérdidas de circulación. Aunque se tomen en cuenta estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan con residuos de las cargas explosivas, de la propia formación y del cemento de la tubería de revestimiento.

Los fluidos usados en este tipo de operaciones son, en general, salmueras de alta concentración de sales, que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes. Estas sales disueltas pueden ocasionar reacciones químicas con los fluidos presentes en la formación, y en algunos casos, con los minerales.

Los residuos de los polímeros utilizados, sobre todo en operaciones de empaque de grava, también son una fuente de daño, ya que no se rompen por completo.

Existe una tendencia a formar emulsiones entre el agua introducida y el petróleo presente, estabilizadas por partículas finas, o por el exceso de inhibidor de corrosión presente. También puede haber reacciones entre la salmuera que se filtra a la formación y el filtrado del fluido de perforación que ocupa el espacio alrededor del pozo. En general, el resultado de estas interacciones es la formación de emulsiones.

En la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando daños. Generalmente se usan solventes y productos químicos para remover diferentes materiales (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

- **Daños durante las operaciones de estimulación:**

Para realizar una estimulación en un pozo se debe tener cuidado con los fluidos de tratamiento inyectados, ya que pueden producirse precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Una selección inapropiada del

fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, y provocar otros daños de formación.

- **Daños causados durante el proceso de producción:**

Los daños más comunes que se pueden observar durante la vida productiva de un pozo son la migración y taponamiento por partículas finas alrededor del pozo, principalmente en los intervalos disparados porque son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo. Otro daño que se presenta es la precipitación de inorgánicos (sales) y orgánicos (asfáltenos y/o parafinas) al cambiar las condiciones de presión y temperatura, con el consecuente taponamiento del espacio poroso y el daño de formación. Así mismo, en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario utilizar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

La producción de arena debida a altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo, puede ocasionar daño de formación. Este efecto puede producirse también al comenzar

a producir agua, ya que ésta arrastra el material cementante en forma de partículas finas, reduciendo la resistencia mecánica de la roca.

- **Daños causados durante procesos de inyección de gas o agua:**

Normalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, reduciendo la inyectividad por taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección. Lo anterior se presenta por el uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, entre otros.

Usualmente el gas alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, originando un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Igualmente, el gas inyectado puede transportar residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectabilidad.

1.4.3 Mecanismos de daño de formación²¹

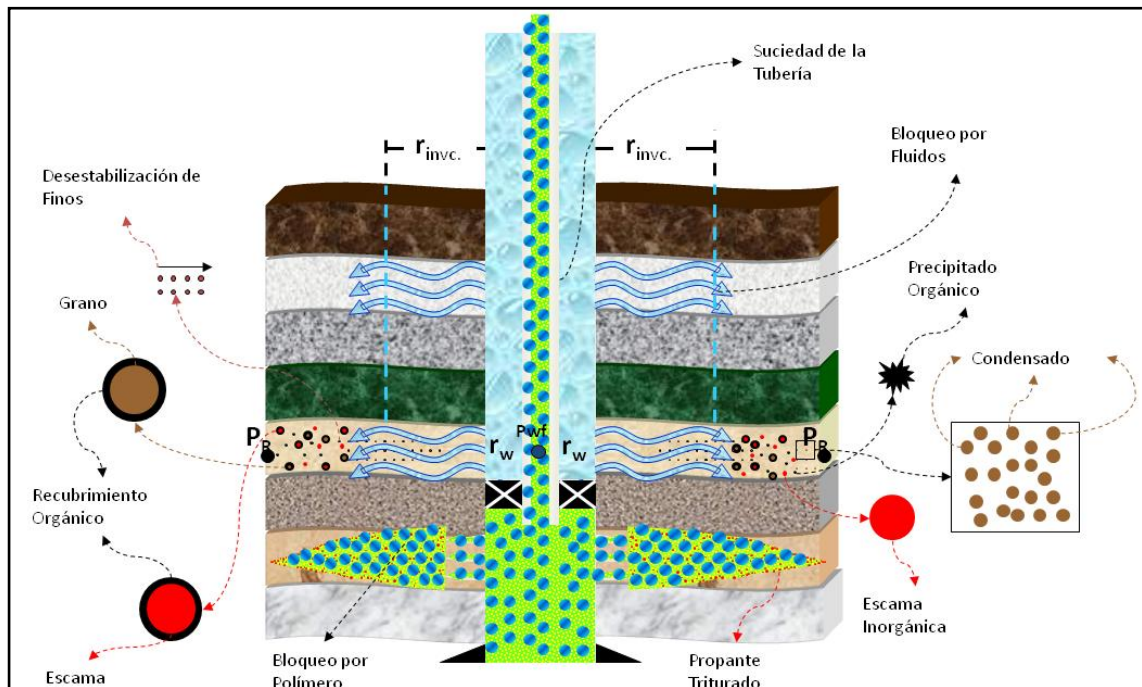
Se encuentran varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo. Dentro de estos mecanismos están los que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido; también están los que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca; además existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

²¹ INTEVEP. Daños a la formación, 1 ed. Venezuela: CIED-INTEVEP. 1997, 15 p.

Los mecanismos de daño de formación más conocidos son la migración de finos, la acumulación de incrustaciones, la acumulación de parafinas, asfáltenos u otros materiales orgánicos y la acumulación combinada de material orgánico e inorgánico. También el daño de formación puede ser producido por el taponamiento ocasionado por la presencia de partículas extrañas en los fluidos inyectados, cambios en la mojabilidad, hinchamiento de arcillas, emulsiones, precipitados o sludges resultantes de reacciones ácidas, por la actividad bacteriana y por el bloqueo por agua. Estos mecanismos pueden ser naturales o inducidos.

La figura 13 muestra los diferentes mecanismos de daño de formación más comunes en los pozos de petróleo y gas.

Figura 13. Mecanismos de daño de formación



Fuente: RESTREPO, Alejandro. A Multi-Parameter Methodology for Skin Factor Characterization. Memorias de la XI Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: BP Colombia, 2008

- **Interacciones roca/fluidos:**

Los daños de formación pueden ser causados por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que, estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos.

Los factores principales que influyen en las interacciones roca/fluidos son la composición de los fluidos inyectados, la temperatura, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca.

- ***Migración y taponamiento por partículas finas:***

Los finos son partículas de minerales sólidos que se adhieren a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas en sitio o se introducen durante las operaciones de campo. La migración de finos tiene lugar cuando estas partículas se desprenden de la superficie del grano, se dispersan y fluyen a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, provocando un taponamiento severo y una reducción en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo.

Las partículas finas pueden ser químicamente generadas (precipitados solubles o insolubles por incompatibilidad entre fluidos de formación e introducidos en operaciones de campo), partículas externamente introducidas durante una operación (materiales sólidos, insolubles, bacterias y/o emulsiones) o partículas movilizadas en sitio (arcillas, las cuales pueden hincharse o migrar dentro del medio poroso, y otras partículas adheridas a la roca por fuerzas superficiales).

Las partículas finas más comunes que se hallan en el medio poroso son las arcillas como la caolinita, illita, smectita y clorita; silicatos, como cuarzo, sílice y feldespastos; y carbonatos como la calcita, dolomita y siderita. En el Anexo A se presentan los minerales más comunes que componen las principales formaciones productoras de hidrocarburos.

Por lo general, la migración de partículas finas se produce en dos etapas consecutivas. Durante la primera etapa, las partículas se desprenden debido a su sensibilidad a los fluidos (efecto químico), y durante la segunda, son arrastradas por el fluido (efecto físico).

El efecto químico sucede cuando un fluido incompatible ingresa en la formación, generalmente durante las operaciones de perforación. Las partículas sueltas se transportan a través del medio poroso, hasta que son atrapadas en el cuello de los poros, reduciendo la permeabilidad.

El efecto físico tiene lugar cuando las partículas sueltas son llevadas por la fuerza de arrastre de los fluidos. El efecto físico se ve afectado por la tasa de flujo y la viscosidad del fluido. Si la tasa de flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros. En cambio, a tasas altas, no existe una distribución adecuada de las partículas, lo que hace que interfieran unas con otras y se acumulen en los cuellos de los poros, taponándolos. Otro factor importante en la migración de finos es la viscosidad. A medida que aumenta la viscosidad del fluido en el medio, aumentan las fuerzas de arrastre sobre las partículas, por lo que será más fácil desprender las partículas si el fluido es más viscoso.

➤ ***Migración e hinchamiento de arcillas:***

Las arcillas son las que más afectan a la permeabilidad de la formación. Estos minerales son sumamente pequeños, presentan una microestructura en capas y grandes áreas de superficie. Por lo tanto, tienden a reaccionar rápidamente con el fluido que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla que se encuentra en el yacimiento, un 2% del contenido de arcilla será suficiente para causar obstrucción al flujo con disminución de la producción.

Todos los tipos de arcilla adsorben agua, pero son las smectitas las que se hidratan con mayor incremento de volumen, debido a que dentro de su estructura existe una red expandible. En el anexo B se encuentran los tipos de arcilla más comunes en las formaciones productoras y sus características.

Las arcillas se encuentran en equilibrio con el agua de la formación y al contacto con aguas de diferente composición, se produce su desestabilización. Estas aguas de diferente salinidad y pH, comúnmente conteniendo otros productos como polímeros y surfactantes, provienen del filtrado de lodos base agua, del filtrado de las lechadas de cemento, de los fluidos de terminación, reparación, estimulación o del agua de inyección.

Cualquier agua de diferente salinidad o diferente PH promueve la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables y la dispersión o floculación tanto de las arcillas hinchables o no hinchables como de otros finos formación; asimismo también puede promoverse la disolución de materiales cementantes permitiendo que partículas finas de la formación, como las arcillas y otros minerales, migren a través de los conductos porosos y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación.

Dados estos efectos, los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, estimulación, etc., deben ser diseñados tomando en cuenta el tipo de arcilla contenida en la zona productora.

- **Interacciones fluido/fluido**

Las interacciones fluido/fluido pueden producir varios mecanismos de daño de formación, entre ellos están los bloqueos por emulsiones, la precipitación de ciertos compuestos inorgánicos u orgánicos por incompatibilidad entre aguas, u orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

- ***Bloqueo por emulsiones:***

La mezcla de fluidos base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Estas emulsiones pueden llegar a tener viscosidades muy altas produciendo un bloqueo al flujo por emulsión. El bloqueo por emulsión sucede cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, reduciendo la permeabilidad de la formación y conllevando al bloqueo de flujo de fluidos hacia el mismo. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

Normalmente las emulsiones se forman durante la invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento, o fluidos de terminación, reparación o estimulación. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento o fluidos ácidos pueden emulsificar algunos petróleos de la formación. También, filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de formación. Estas emulsiones si no son estables no generan daño de formación. Sin embargo, algunas son estables por la presencia de agentes activos de superficie como surfactantes que se pueden encontrar en los fluidos de invasión o en los del

yacimiento. Adicionalmente, la presencia de partículas finas y otros sólidos ayudan a la estabilización de las emulsiones. Debe tenerse en cuenta que la energía para la formación de éstas la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso.

➤ ***Precipitación inorgánica***

La mayoría de los compuestos inorgánicos que se depositan en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo y hay cambios de temperatura y presión. Estos sólidos inorgánicos reciben el nombre de escamas (scale) o incrustaciones.

Cuando un pozo de gas o de petróleo produce agua, o se utiliza inyección de agua como técnica para aumentar el recobro, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. Éstas se comienzan a formar cuando se altera el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua, más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. Aunque no todos se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen.

Se han encontrado varios tipos de incrustaciones inorgánicas en el desarrollo de las diferentes operaciones que se realizan en campo. Dentro de las cuales están las de carbonato de calcio, sulfato de calcio (yeso y anhidrita), sulfato de bario,

carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio. De todas las anteriores, la más frecuente es la de carbonato de calcio.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. También, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción. Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de completación, como las válvulas de seguridad y los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas.

➤ ***Precipitación orgánica***

Las precipitaciones orgánicas han sido motivo de preocupación constante para los ingenieros de yacimientos, producción, refinado y transporte. Las especies orgánicas más frecuentes que causan daño de formación en yacimientos, tuberías e instalaciones de superficie son las parafinas y los asfaltenos.

Parafinas: Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una mezcla de hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Pueden ser de cadena lineal (parafina normal), ramificada (iso-parafina) o de cadena cíclica (cicloalcanos o naftenos). Las parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas, que comúnmente se les conoce como “ceras” comprenden el rango del C_{18} hasta el C_{60} . Los parámetros más importantes que afectan la solubilidad de la parafina en el crudo son, la temperatura y la composición del crudo, mientras que la presión tiene un menor efecto sobre este parámetro.

Según el número de carbonos y la configuración de la estructura molecular, las parafinas se clasifican en ceras parafínicas y ceras microcristalinas²². Si éstas se llegan a depositar en la formación tendrán un mecanismo de daño diferente debido al tamaño de los cristales. Las ceras parafínicas constituyen entre el 40 y el 60% de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se definen como compuestos de cadena lineal comprendidas entre el C₁₈ y C₃₆. Los cristales que se forman son conocidos como macrocristales, los cuales presentan forma de agujas que se conglomeran para establecer grandes depósitos. Cuando este tipo de parafinas se depositan en el yacimiento generan un tipo de daño de formación por aumento de la viscosidad debido a la presencia de grandes cristales que se aglomeran hasta formar el depósito.

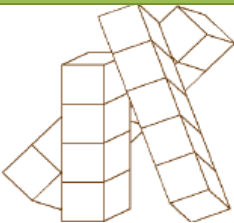

Las ceras microcristalinas constituyen menos del 15 % de precipitaciones, y se definen como compuestos de hidrocarburos comprendidos entre C₃₀ hasta C₆₀, variando su peso molecular entre 450 y 800. Están formadas por compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos de forma aleatoria a lo largo de la cadena principal. La estructura cristalina es pequeña e irregular por lo que tienden a mantenerse dispersas en el fluido, mostrando poca tendencia a aglomerarse. En el momento que estos cristales se depositan en el yacimiento pueden ocasionar en la mayoría de las situaciones daño de formación por reducción de la permeabilidad debido a la tendencia que tienen los pequeños cristales a adherirse a la superficie del poro.

Las propiedades más importantes de las parafinas son el punto de nube (cloud point) y el punto de fluidez (pour point). El punto de nube es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafinas en el petróleo. El

²² Furqan UI Haq. A STUDY ON PARAFFIN DEPOSITION AND REMOVAL CHARACTERISTICS OF JACKSONSBURG - STRINGTOWN OIL, WEST VIRGINIA. Thesis. West Virginia University. Department of Petroleum & Natural Gas Engineering, 1999, 4p.

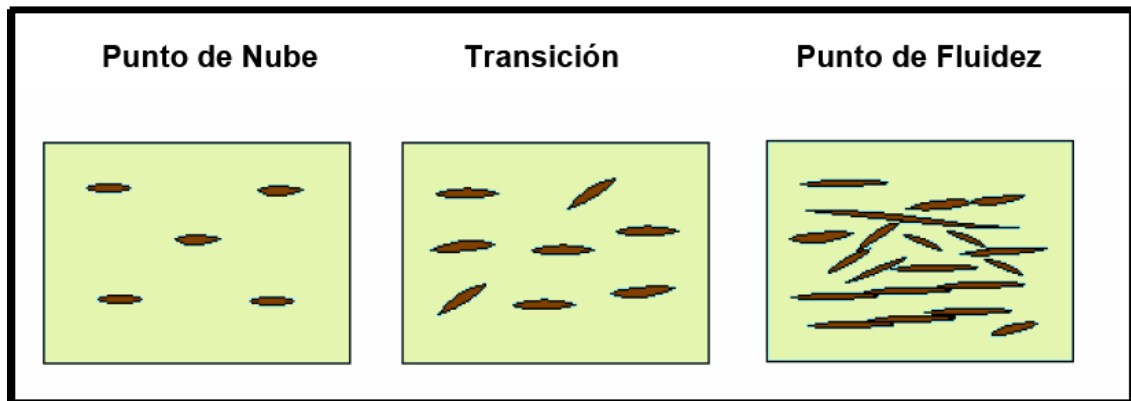
punto de nube para cada mezcla de crudo depende de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburos. El punto de fluidez es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría la muestra. El punto de fluidez de un crudo refleja la capacidad de la parafina dentro del crudo para desarrollar una red cristalina lo suficientemente resistente para retener e inmovilizar la fase aceite.

Tabla 1. Composición y propiedades típicas de las ceras parafínicas y ceras microcristalinas.

CARACTERÍSTICAS	CERA PARAFINICA	CERA MICROCRISTALINA
Tamaño de cristal		
Parafina lineal (% del depósito)	40 – 60	0 -15
Parafina ramificada (%)	2 – 15	15 – 30
Cicloparafina (%)	2 – 8	65 – 70
Peso molecular promedio	350 - 430	500 – 800
Numero de carbono	18 - 36	30 – 60
Rango de cristanilidad (%)	80 - 90	50 - 60

Fuente: Furqan Ul Haq. A STUDY ON PARAFFIN DEPOSITION AND REMOVAL CHARACTERISTICS OF JACKSONSBURG - STRINGTOWN OIL, WEST VIRGINIA. Thesis. West Virginia University. Department of Petroleum & Natural Gas Engineering, 1999, 4p

Figura 14. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.



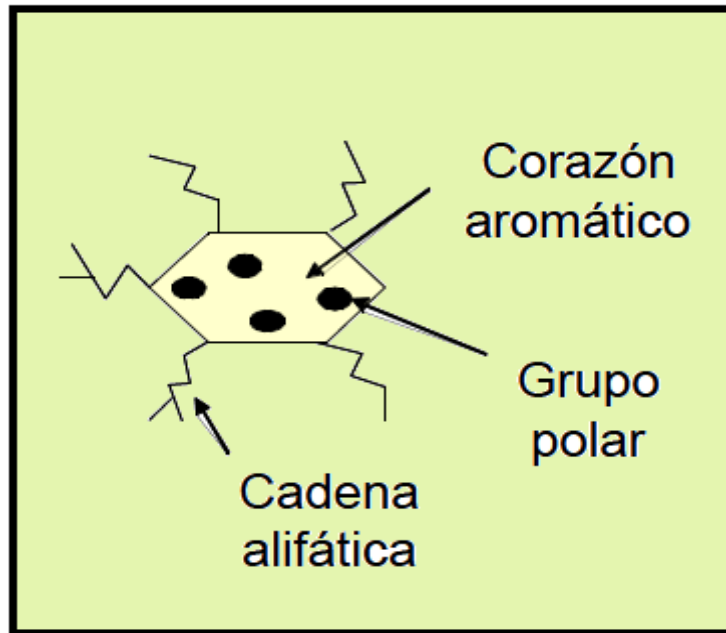
Fuente: RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos fase1. En: ciencia, tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic.2001).p.65-78

Asfáltenos: Los asfáltenos generalmente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Sin embargo, no tienen una serie bien definida de compuestos, por ello su definición es operativa, dependiendo principalmente del tipo de solventes adicionados. Otra definición es que son compuestos aromáticos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo; cuando se reduce de algún modo el contenido de resinas, los asfáltenos pueden agregarse (flocular), formando partículas lo suficiente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño de formación.

El comportamiento de los asfáltenos depende principalmente de las resinas. Éstas comprenden la fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de alto peso molecular, y su composición depende del precipitante empleado. Las resinas son moléculas con alta polaridad, lo que proporciona que sean fácilmente absorbidas por los asfáltenos (ver Figura 16). Luego, las moléculas de asfálteno están rodeadas por

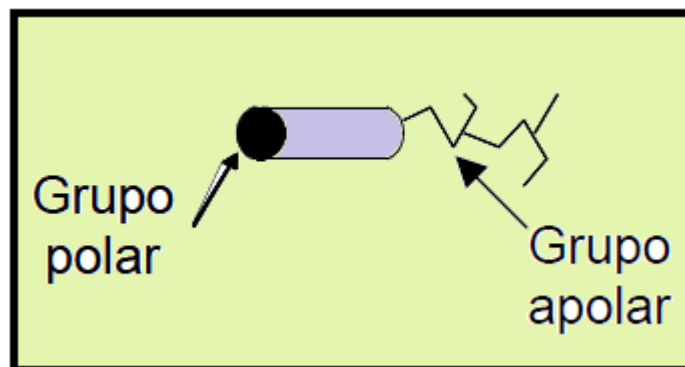
moléculas de resinas, que actúan como agentes estabilizantes neutralizando la carga.

Figura 15. Representación esquemática de una molécula de asfalteno.



Fuente: ALAYON, Mario. ASFÁLTENOS: Ocurrencia y floculación, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA, Lab. Formulación, Interfaces, Reología y Procesos, Venezuela, 2004

Figura 16. Representación esquemática de una molécula de resina.



Fuente: ALAYON, Mario. ASFÁLTENOS: Ocurrencia y floculación, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA, Lab. Formulación, Interfaces, Reología y Procesos, Venezuela, 2004

Los cambios producidos en la presión, la temperatura, la composición y la tasa de corte pueden provocar la precipitación y depositación de asfáltenos. Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento primario, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí.

Pequeñas cantidades de asfáltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie sin perturbar el flujo; sin embargo los depósitos de gran espesor pueden producir la disminución o interrupción de la producción. Los asfáltenos también influyen en la estabilidad de las emulsiones agua-petróleo y en la mojabilidad de las formaciones.

La precipitación de orgánicos puede ser natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está relacionada con la disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación natural de asfáltenos está relacionada con algunos cambios en la composición del crudo debido a la liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que disminuye la presión. Si existe una zona de caída de presión alta en las cercanías del pozo, los asfáltenos pueden precipitar en el medio poroso.

La precipitación inducida ocurre cuando se altera el equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálticos. Esta alteración puede suceder en el transcurso de las diferentes operaciones que se realizan en un pozo. Por ejemplo, los filtrados de fluidos de pH alto que invaden la zona productiva cercana al pozo pueden ocasionar la precipitación de asfáltenos, dependiendo de la naturaleza ácida o básica del crudo y de su polaridad. Asimismo, la inyección o filtrado de un fluido a temperatura menor que la del yacimiento, durante las actividades realizadas en los pozos puede causar

precipitación de parafinas al caer la temperatura del crudo por debajo del punto de nube.

El contacto de fluidos de estimulación de bajo PH (ácidos), con el crudo, también puede causar la formación de un precipitado conocido como “sludge”. Los sludges son emulsiones altamente viscosas que se crean por reacciones entre el crudo y un ácido inorgánico fuerte o una salmuera que se inyecta en la formación, siendo difíciles de remover.

- **Fenómenos interfaciales:**

Existen mecanismos de daño de formación diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Entre los cuales están el bloqueo por agua, el bloqueo por aceite y los cambios en la mojabilidad. Estos involucran alteraciones en la viscosidad aparente de la fase aceite, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. Con frecuencia se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

- ***Bloqueo por agua:***

La invasión de fluidos base agua en la formación incrementa la saturación de la misma en el medio poroso en las cercanías del pozo, conllevando a una disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos.

Los bloqueos por agua pueden suceder cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con un acuífero. Esta zona donde se crea una alta saturación de agua, trae como consecuencia la reducción de la permeabilidad de la formación al

petróleo. Un bloqueo por agua normalmente se elimina por sí solo; pero, muchas veces, viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente.

Un bloqueo por agua se reconoce cuando hay un incremento inesperado del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción, normalmente después de una reparación en un pozo, donde se ha usado agua o salmuera. Si el pozo produce, es sencillo distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que el bloqueo no es sensible a los cambios en la tasa de producción, mientras que la conificación e intrusión disminuirán al bajar la tasa de producción.

El bloqueo por agua no debe confundirse con el hinchamiento de arcillas, incluso cuando los dos pueden presentarse al mismo tiempo. La presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ayuda a que se cree este bloqueo, debido a que su estructura proporciona una mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros.

➤ ***Bloqueo por Aceite:***

Todo fluido base aceite que entre en contacto con yacimientos de gas, principalmente en zonas de baja permeabilidad, producirá grandes reducciones en la permeabilidad relativa del gas. Este problema es más grave que en el caso de bloqueo por agua, dado la mayor viscosidad del fluido que invade la formación.

➤ **Cambios en la mojabilidad:**

Está confirmado que un medio poroso mojado preferencialmente por agua facilita el flujo de aceite. Los fluidos que entran en contacto con la zona productora pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual resulta en una reducción de la permeabilidad relativa al mismo. Generalmente esto se origina por el uso de surfactantes en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación. La disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos puede llegar hasta en un 50%, logrando ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad.

Otro factor que puede alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo es la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación a los hidrocarburos.

• **Daños de tipo mecánico:**

Durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo se puede presentar la invasión por partículas sólidas en el medio poroso. Este daño de formación será más o menos grave según el tamaño de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de los poros. Además en el transcurso del proceso de cañoneo se crea una zona muy compactada en las cercanías de cada una de las perforaciones, afectando la permeabilidad original de la formación.

Otra forma de daño mecánico es el colapso de la zona productora alrededor del pozo, debido a diferentes factores como altos diferenciales de presión, que provocan altas tasas de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

- **Daños de origen biológico:**

Determinados pozos, especialmente aquellos que utilizan inyección de agua, son susceptibles al daño producido por bacterias en la región cercana al pozo. Las bacterias inyectadas a la formación, principalmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse en el yacimiento a gran velocidad, obstruyendo los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos. Aún, la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyectabilidad de pozos inyectoros de agua.

1.4.4 Cuantificación del daño de formación²³

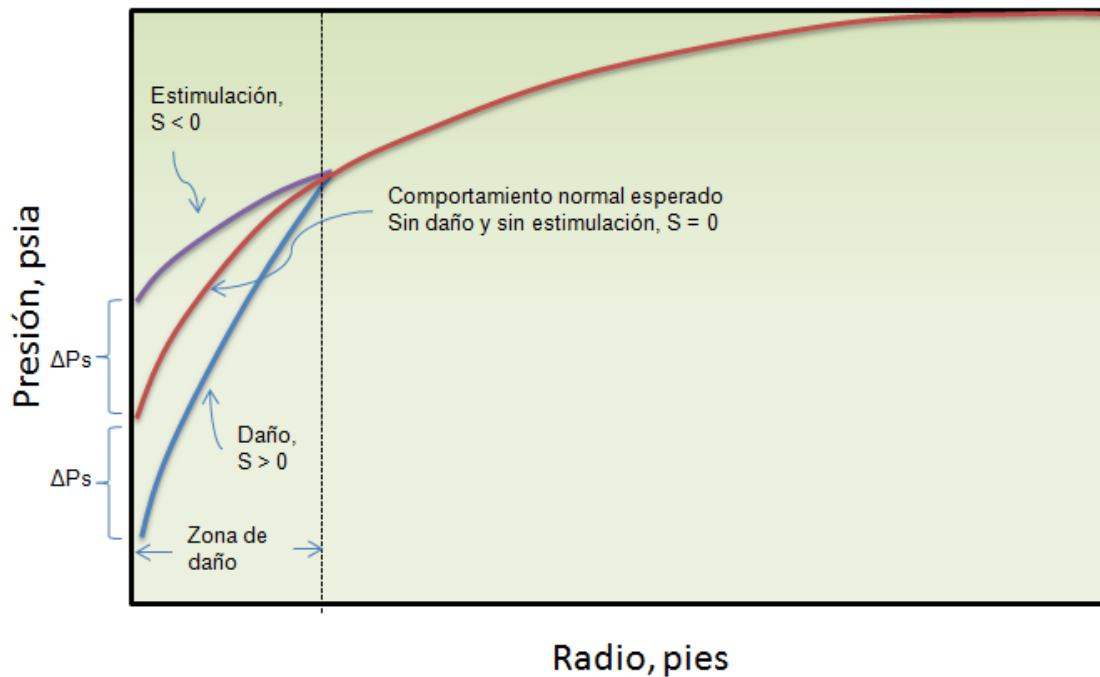
El daño de formación se puede expresar numéricamente mediante un factor adimensional denotado por “S” que se denomina “factor de daño de formación” (SKIN). Este factor busca cuantificar la desviación de la ley de Darcy en las cercanías al pozo y puede llegar a tener valores muy altos. La figura 17 muestra el comportamiento del factor de daño.

La interpretación que tiene el factor de daño es muy importante. Cuando es positivo significa que el pozo tiene una caída de presión alta en las vecindades del pozo, con restricciones del flujo de fluidos resultando en una producción menor en comparación con el mismo sin daño. Cuando el factor es negativo significa que el pozo está estimulado y producirá más de lo esperado. Este valor puede tener relación con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. La estimulación es una técnica usada ampliamente en la industria petrolera para incrementar la productividad de un pozo. Lo anterior

²³ ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1 ed. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991, p. 4-7

causará una caída de presión adicional, pero favorable en los alrededores del pozo.

Figura 17. Esquematización del daño de un pozo



Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1 ed. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004, 70p.

Para calcular la caída o ganancia de presión adicional cuando un pozo está dañado o estimulado se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta P_s = \frac{141,2 q \mu B_o}{kh} S \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

ΔP_s : caída o ganancia de presión adicional, psi

q : caudal de aceite, BOPD

μ : viscosidad del aceite, cp

B_o : Factor volumétrico del aceite, bbl/ STB
 S : Factor de daño de formación, adimensional
 k : permeabilidad de la zona de aceite, mD
 h : Espesor neto, pies

Entonces asumiendo flujo radial y teniendo en cuenta la caída de presión en la ecuación 25, la ecuación de Darcy puede escribirse como:

$$q = \frac{kh (P_e - P_{wf})}{141,2 B_o \mu \ln [(r_w/r_e)+S]} \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

P_e : Presión estática del yacimiento, psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psi

r_e : Radio del yacimiento, pies

r_w : Radio del pozo, pies

Los mecanismos de daño de formación vistos anteriormente producen el factor de daño, el cual mide por medio de la ecuación de Darcy la disminución de la productividad del pozo a partir de su productividad ideal.

Cuando un pozo se encuentra dañado o estimulado la producción está asociada con la dimensión del daño de formación. Por lo tanto al utilizar la ecuación del índice de productividad IP, es apropiado definir un radio equivalente del pozo, donde se considera que el pozo tiene un diámetro que no es el verdadero, sino que es un diámetro aparente que depende del daño en forma directa. Este radio equivalente se calcula mediante la ecuación 27.

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

r_w' : radio equivalente, pies

r_w : radio del pozo, pies

S : Factor de daño, adimensional

De esta manera, la ecuación con la cual se calcula el índice de productividad IP teniendo en cuenta el radio equivalente está dada por la ecuación 28.

$$IP = \frac{kh}{\alpha_r B_o \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)} = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

k : permeabilidad de la zona de aceite, mD

h : Espesor neto, pies

α_r : Coeficiente de unidades (en sistema darcy $\alpha_r = 1$)

B_o : Factor volumétrico del aceite, bbl/ STB

μ : viscosidad del aceite, cp

r_e : Radio del yacimiento, pies

r_w' : radio equivalente, pies

q : caudal de aceite, BOPD

P_e : Presión estática del yacimiento, psi

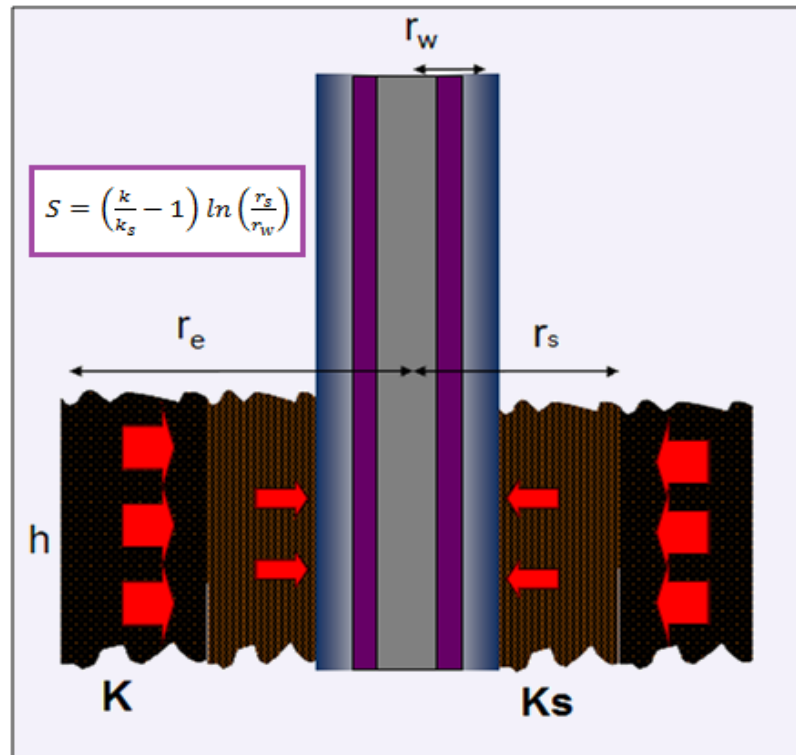
P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psi

Cuando el daño de formación se encuentra en las cercanías del pozo, la propiedad que se ve afectada es la permeabilidad. Esta región se conoce como

skin y tiene un radio medido desde el centro del pozo que se puede evaluar por medio de perfiles como el microlaterolog o el perfil de proximidad.

En ciertas ocasiones no se tienen datos y pruebas suficientes para calcular el valor de daño de formación, en estos casos se recomienda utilizar relaciones de permeabilidades y radios del skin y la formación (ver figura 18).

Figura 18. Factor de daño con la relación de permeabilidades en las diferentes zonas de la formación productora.



Fuente: VENTRESCA, María Luisa y TORO, Flor. Evaluación del Daño a las Formaciones de Interés. VII Seminario Internacional de fluidos de perforación, completación y cementación de pozos. Venezuela, 2008

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Ecuación 29

Donde:

k : Permeabilidad media de la formación productiva

k_s : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin)

r_s : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin

r_w : Radio del pozo

2. ENZIMAS BIOLÓGICAS

2.1 DEFINICIÓN DE ENZIMA BIOLÓGICA²⁴

Una enzima biológica es un catalizador líquido no vivo basado en una proteína, el cual facilita el completamiento de las reacciones biológicas.

2.2 HISTORIA DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS²⁵

Se comenzó a utilizar enzimas biológicas en la industria del petróleo a principios de 1990. Inicialmente su uso era para ayudar en la limpieza de lodos aceitosos en las instalaciones de superficie y los tanques de almacenamiento en los EE. UU. Desde 1999 se empezó a trabajar en un enfoque nuevo, dirigiéndose a la implementación de enzimas en proyectos de recuperación y estimulación de yacimientos. Estos tratamientos dieron resultados exitosos, por lo que actualmente es una nueva técnica utilizada y recomendada para ciertos pozos petroleros.

2.3 ORIGEN DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS²⁶

Las enzimas biológicas resultan de la impregnación de nutrientes de alta proteína, con el ADN de microbios vivos cultivados selectivamente. El resultado final de este proceso contiene enzimas asociadas con el ADN de microbios que consumen petróleo. Casi todos los microbios son inertes al final del proceso de fabricación.

²⁴ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <<http://btprocessing.com/qna.htm>>

²⁵ Lau, Philip. Greenzyme History. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <<http://www.apollogreenzyme.com/greenzy.html>>

²⁶ Boyd, Danny. Startups Find Opportunities, Fill Niches. The American Oil & Gas Reporter, Jumpstart Energy Services. February 2009. Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

2.4 PROPIEDADES DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS²⁷

Las enzimas biológicas tienen un punto de ebullición alrededor de los 212 °F, presión de vapor de 0.1 mmHg a 68 °F y una gravedad específica igual a 1. Poseen un olor tenue y su estado físico es líquido. Es completamente soluble en agua e insoluble en aceite.

Bajo aplicaciones normales, las enzimas son totalmente inofensivas a la salud del ser humano, así como al medio ambiente. Son biodegradables y amigables ambientalmente. Tienen un PH cerca al neutro, de 5 a 7.

Las enzimas no son tóxicas, no contienen aditivos de petróleo, ni halógenos que puedan debilitar tuberías, ni fósforo que es un elemento dañino al ambiente, no tienen emanaciones nocivas, no poseen punto de combustión, no dejan residuos y no son reactivas.

2.5 APLICACIONES DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS²⁸

- Uno de los principales usos para las enzimas es mejorar la recuperación de crudo de pozos de petróleo, en tierra y costa fuera.
- Remoción del daño orgánico alrededor de la zona productora, incrementando el flujo de fluidos hacia el pozo.
- Humectante de las arenas de empaque y de formación con agua
- Rompedor de parafinas y asfáltenos
- Preventor de la formación de emulsiones
- Limpieza de pozos, estaciones de flujo, talleres mecánicos.

²⁷ Lau, Philip. Greenzyme Features. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <<http://www.apollogreenzyme.com/greenzy.html>>

²⁸ Lau, Philip. A Biological Enzyme and Its Application in Oilfields. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/applications.html>>

2.6 COMPORTAMIENTO DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS EN LAS FORMACIONES²⁹

La clase de enzimas biológicas utilizadas pertenecen a las hidrolasas (soluble en agua). Las hidrolasas catalizan reacciones entre un sustrato que es el aceite, la formación y el agua. Cuando las enzimas biológicas se introducen en un sistema que es preferencialmente mojado por aceite o por agua, éstas comienzan su interacción con el hidrocarburo a través de la fase agua. Esta interacción puede liberar instantánea y rápidamente aceite de la superficie de las arenas o calizas en una forma catalítica. La propiedad más importante de esta interacción es la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.

Debido a la capacidad de liberar aceite de cualquier superficie sólida, las enzimas pueden destaponar los espacios porosos dentro de las capas de la formación de petróleo, incrementando así la movilidad del flujo de aceite en el yacimiento y la permeabilidad alrededor de la vecindad del fondo de un pozo. Otra función de las enzimas biológicas es reducir los componentes de los compuestos orgánicos dando como resultado la disminución de la viscosidad del crudo.

Una característica de las enzimas es que se adhieren y liberan nuevos hidrocarburos hasta que alcanzan la superficie sólida, formando una membrana en la superficie cambiando la naturaleza de estas rocas, de mojadas preferencialmente por aceite, agua o salmuera a una superficie no estacionaria protegida con enzima biológica.

Los cambios anteriores en el sistema originan pequeñas gotas de hidrocarburos que al aglomerarse forman gotas libres que pueden ser desplazadas por el flujo de

²⁹ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <<http://btprocessing.com/greenzymemechanism.htm>>

fluidos, resultando en un incremento del aceite disponible para aumentar la producción.

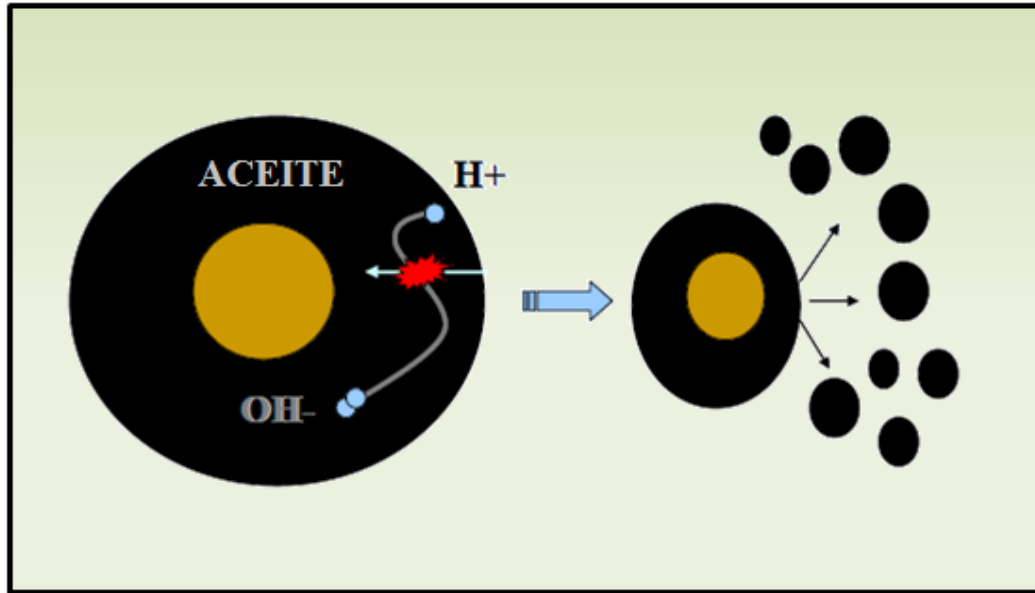
La figura 19 muestra cómo la superficie sólida mojada por aceite (núcleo marrón) es atacada por una molécula de enzima biológica. La molécula con el sitio activo (rojo) actúa sobre el petróleo formando gotas de aceite que se liberan. Los extremos polares de la molécula de la enzima biológica causa que la enzima sea soluble en agua.

La figura 20 muestra cómo la superficie del sólido cambia las condiciones de mojabilidad al interactuar con enzimas. La enzima biológica con el agua forma una membrana protectora sobre el sólido y el aceite es liberado.

A diferencia de los químicos o aditivos polímeros que pueden debilitarse y reducir su eficiencia, las enzimas biológicas no causan reacción química con las parafinas, los asfáltenos y el agua subterránea y cualquier otro problema de taponamiento dentro de la formación. No disminuyen o debilitan su efectividad cuando se presentan estos problemas. Debido a que son de naturaleza biológica, se desempeñan sólo en su trabajo biológico de “liberar aceite”, aun en presencia de grandes cantidades de agua subterránea y otros sólidos que causan problemas y taponamientos. Dado que las enzimas no se consumen son libres de interactuar con nuevos hidrocarburos.

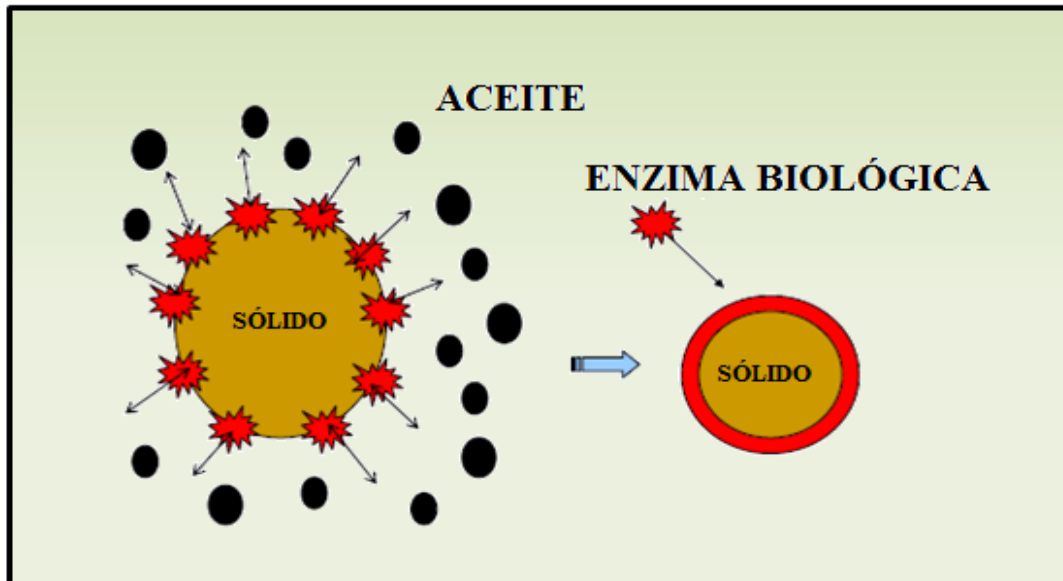
Debido a que las enzimas biológicas son insolubles en aceite crudo y solubles en agua, las proteínas de las enzimas biológicas pueden ser transportadas por el agua de formación a regiones más profundas de las formaciones vecinas creando nuevos “canalizadores de flujo” dentro de la formación por meses y años venideros.

Figura 19. Comportamiento de las enzimas biológicas



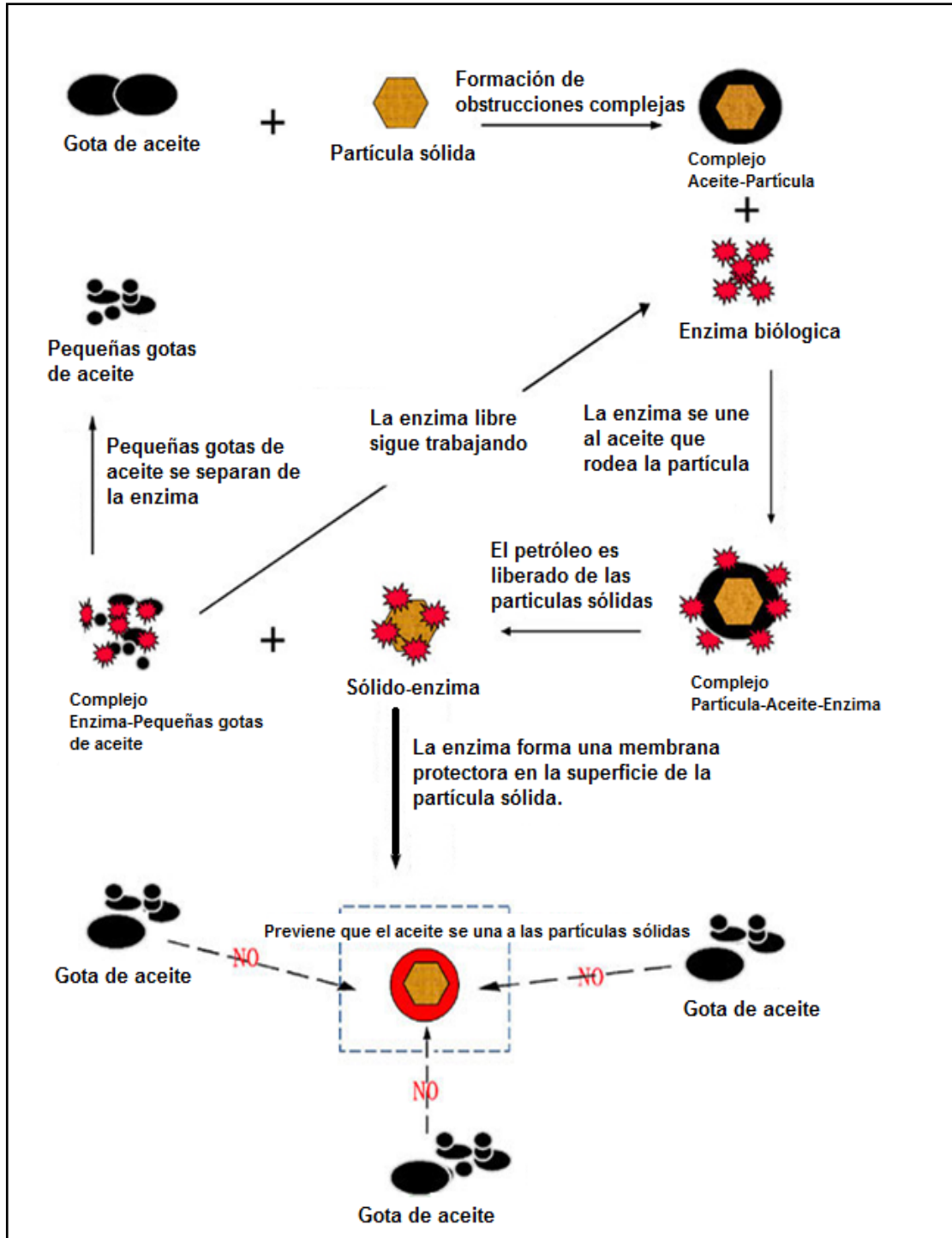
Fuente: Moon, Ted. Using enzymes to Enhance Oil Recovery. JPT Online Technology Editor. Posted to www.spe.org. 2008

Figura 20. Funcionamiento de las enzimas biológicas



Fuente: Moon, Ted. Using enzymes to Enhance Oil Recovery. JPT Online Technology Editor. Posted to www.spe.org. 2008

Figura 21. Mecanismo de las enzimas biológicas

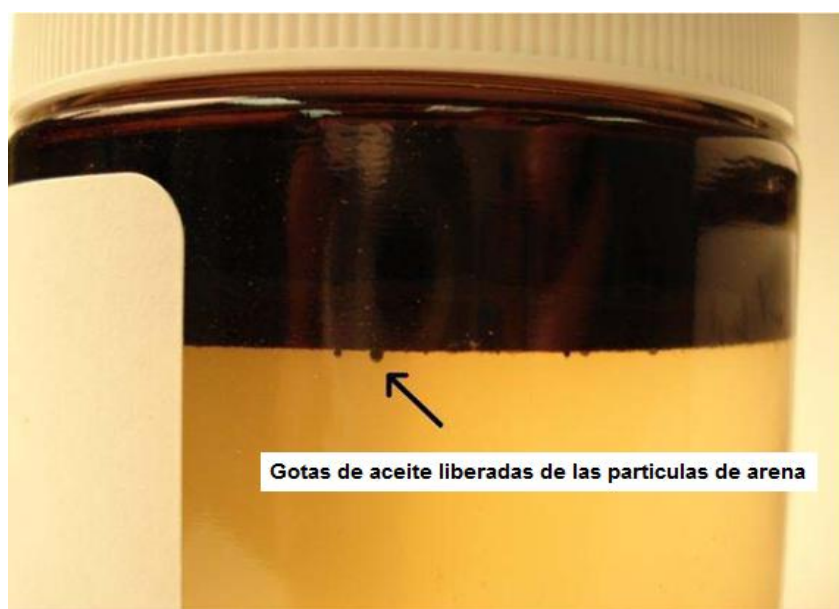


Fuente: Lau, Philip. Greenzyme Mechanism. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <<http://www.apollogreenzyme.com/Mechanism.html>>

2.7 COMPORTAMIENTO DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS EN PRUEBAS DE LABORATORIO³⁰

En la figura 22 se puede apreciar la parte superior de una muestra de aceite de gravedad API entre 15-18° mezclado con arena y con una solución de enzima al 10%. Se nota las pequeñas gotas que se forman cuando el aceite se está separando de la arena.

Figura 22. Prueba de botella con enzima biológica.



Fuente: Elrod, L. Evaluation of Oil Sample Treated with Enzyme Fluid. Intertek Westport Technology Center. Houston, Texas, 2007

La figura 23 presenta dos muestras de arena con aceite de gravedad API entre 15-18°. A la primera muestra se le agregó una solución de enzima al 10% y se mezcló y a la segunda se le adicionó agua. Después de dos horas se puede ver que la arena es limpiada con la solución de enzima y el aceite no se pega al vidrio del recipiente, mientras que la arena de la segunda prueba todavía tiene una importante cantidad de aceite en el fondo y el aceite se adhiere al vidrio.

³⁰ Elrod, L. Evaluation of Oil Sample Treated with Enzyme Fluid. Intertek Westport Technology Center. Houston, Texas, 2007

Figura 23. Resultados de pruebas de botella realizadas en EEUU con enzima biológica.



Fuente: Elrod, L. Evaluation of Oil Sample Treated with Enzyme Fluid. Intertek Westport Technology Center. Houston, Texas, 2007

2.8 FACTORES QUE NO AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS³¹

Los factores que no afectan las enzimas en la estimulación de pozos son:

- a) El PH del fluido en la formación productora.
- b) La salinidad del fluido en la formación productora.
- c) La temperatura de la formación, porque en pruebas de laboratorio, las enzimas biológicas no se degradan y se comportan muy bien a temperaturas de hasta 520 °F.

³¹ Lau, Philip. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <<http://www.apollogreenzyme.com/condition.html>>

- d) La presencia de iones metálicos en la formación; puesto que las enzimas biológicas son agentes biológicos, no agentes químicos; por esta razón no reaccionan con muchos agentes naturales químicos presentes dentro de las formaciones típicas.
- e) La presencia de parafinas, naftalenos, asfáltenos, o sulfuros en cualquier porcentaje.
- f) Isótopos radio-activos en el aceite crudo.

2.9 ESCENARIOS PROBADOS PARA LA APLICACIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS³²

Las mejores situaciones para aplicar enzimas biológicas a un campo petrolero son las siguientes:

- a) Un pozo maduro que repentinamente presenta disminución en la producción de aceite. Este es un indicador de que pueden existir daños positivos de formación, como problemas de taponamiento o de leve aumento de conificación de agua.
- b) Un pozo nuevo que produce muy poco fluido total, desde el primer día.
- c) Un pozo relativamente nuevo que comienza a tener problemas con el incremento de la producción de agua.
- d) Formaciones donde los registros petrofísicos indican intervalos productores con buenas características pero con pobres resultados en producción.

2.10 ESTIMULACIÓN CON ENZIMAS BIOLÓGICAS³³

Las enzimas biológicas pueden ser aplicadas en pozos con formaciones de areniscas y formaciones de calizas. Para pozos con formaciones de areniscas, es

³² Biotech Processing Supply, LLC. Tecnología y Aplicación [online]. Disponible en internet: <<http://espagreenzyme.btprocessing.com/tecyapl.htm>>

³³ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <<http://btprocessing.com/qna.htm>>

suficiente usar sólo inyección de enzima. Sin embargo, para pozos de aceite con formaciones de calizas, además de la inyección de enzima, dependiendo de la profundidad total del pozo y la producción diaria de fluido, también necesitamos inyectar alguna cantidad de ácido diluido, (por ejemplo, 1-3% HCl) antes de la inyección de la enzima biológica.

Las enzimas biológicas se pueden aplicar a yacimientos en tierra o costa fuera. Los tratamientos son generalmente muy sencillos. La mayoría de los tratamientos han utilizado entre 4 y 6 de tambores de enzima al 100% de concentración. Estos tambores son de 55 galones y se diluyen usualmente a concentraciones entre 5 y 10% en un tanque de mezcla y luego se bombea dentro del pozo. Después se desplaza con aceite o agua de formación. Una vez que se completa el bombeo de todos los fluidos, el pozo se cierra durante unos días, normalmente son de 3 a 5 días, esto se hace con el fin de darle tiempo al fluido inyectado de trabajar antes de reanudar la producción.

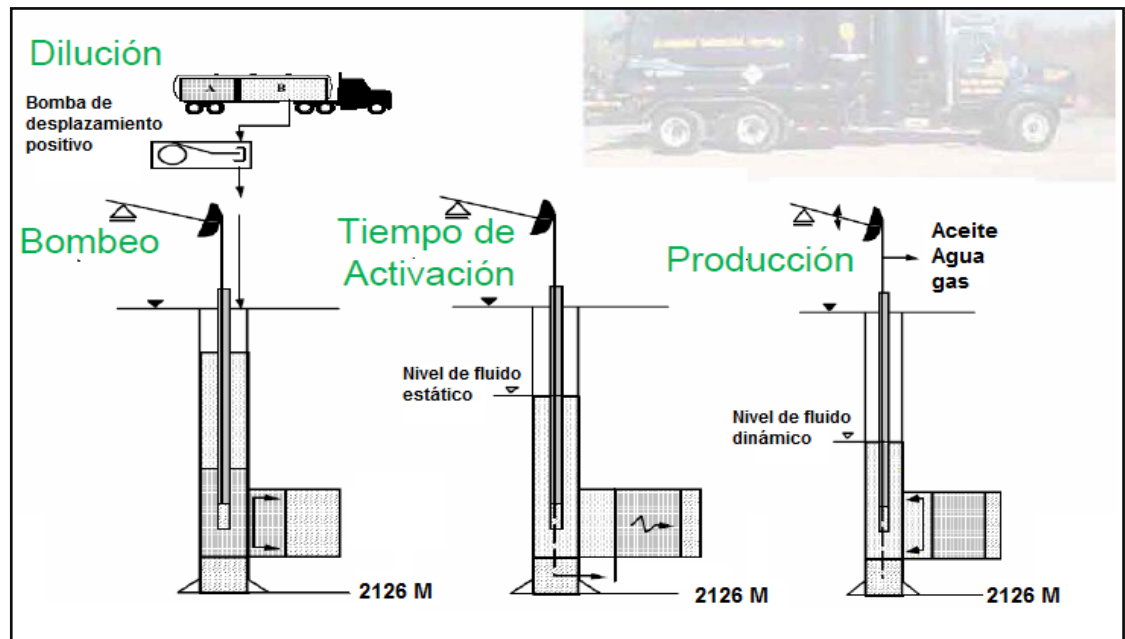
2.10.1 Requerimientos de las enzimas biológicas para estimulaciones.

Las enzimas biológicas utilizadas para prevenir o remover daños deben (en general):

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las previamente formadas
- Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el PH del agua utilizada.
- No hinchar, encoger o dispersar a las arcillas de la formación.
- Ser soluble en el fluido base de acarreo a la temperatura de yacimiento.
- Ser compatibles con la salmuera o los fluidos de la formación

Para los tratamientos de estimulación, usando agua como fluido acarreador, se debe utilizar agua limpia con 2% de KCl o agua salada limpia.

Figura 24. Diagrama de operación de bombeo en el pozo



Fuente: Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <<http://btprocessing.com/qna.htm>>

2.10.2 Parámetros

En la estimulación de pozos con enzimas biológicas se deben tener en cuenta unos parámetros básicos para seleccionar pozos de petróleo candidatos. Estos parámetros se dan a continuación³⁴

³⁴ Lau, Philip. Well Acceptance Criteria. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <<http://www.apollogreenzyme.com/well%20acceptance%20criteria.html>>

Un candidato ideal para utilizar las enzimas biológicas debe cumplir con los siguientes parámetros:

- 1) Producción inicial > 100 BOPD, mientras más alta la producción mejor.
- 2) Producción actual de aceite > 25 BOPD.
- 3) Corte de agua < 75%. Aunque se han utilizado en pozos con corte de agua hasta un 90 % con muy buenos resultados.
- 4) Porosidad de la formación > 15%, con suficiente presión de formación.
- 5) Integridad de tubería y sistema de levantamiento artificial en buenas condiciones de trabajo.
- 6) Gravedad específica del aceite < 0,85 y °API > 26°.
- 7) Las formaciones de areniscas presentan mejores resultados que las formaciones de calizas. Para la aplicación en las formaciones de calizas se necesita adicionar HCL diluido.
- 8) Permeabilidad de la formación > 100 mD

2.10.2.1 Presiones Básicas del Pozo (P Estática)³⁵

La presión básica del pozo usada es el gradiente de presión:

1. SFOW (Sufficient Formation pressure Oil Well) mínimo 26,5 psi/100 ft.
- 2 IFOW (Insufficient Formation pressure Oil Well) por debajo de 26,5 psi/100 ft.
- 3 BFPW (Broken Formation Pocket Well) por encima de 434,4 psi/100 ft.

Las enzimas biológicas pueden ser efectivamente aplicadas en estos tipos de pozos. Sin embargo, debido a las diferencias en la presión de formación, cada uno

³⁵ Sadikin, Indrayana. Aplicaciones Apollo Greenzyme: PETROZYMA PETROL SOLUTIONS. Bogotá, D.C: Colombia. 2009.

presentará diferentes incrementos en la producción y la duración de estos resultados también dependerá del pozo.

El gradiente de presión debe ser calculado por la presión medida o el nivel de fluido estático medido o datos graficados de datos disponibles.

2.10.2.2 Temperaturas del Pozo³⁶

Las temperaturas del pozo recomendadas para el tratamiento con enzimas biológicas pueden ser influenciadas por las propiedades del aceite. La temperatura que se toma como base es la temperatura de punto de fluidez. Se recomienda que las temperaturas mínimas de fondo sean 20 °C o 68 °F arriba del punto de fluidez del aceite.

2.10.2.3 Porosidades de la Roca³⁷

Los buenos resultados de las aplicaciones de enzima biológica son dependientes de las porosidades de la roca. A continuación se muestra una relación de la porosidad con el incremento aproximado en producción.

- Porosidades de la Roca > 20% - incremento de producción aproximadamente 5 veces.
- Porosidades de la Roca entre 15% al 20% - incremento de producción de 3 a 4 veces.
- Porosidades de la Roca entre 10% a 15% - incremento de producción de 1 a 2 veces.
- Porosidades de la Roca < 10% - incremento de producción de 25 a un 75%.

³⁶ Sadikin, Indrayana. Aplicaciones Apollo Greenzyme: PETROZYMA PETROL SOLUTIONS. Bogotá, D.C: Colombia. 2009.

³⁷ Sadikin, Indrayana. Aplicaciones Apollo Greenzyme: PETROZYMA PETROL SOLUTIONS. Bogotá, D.C: Colombia. 2009.

2.10.3 Equipo para la estimulación con enzimas biológicas³⁸

El equipo necesario para inyectar una enzima biológica en un pozo de aceite es el siguiente:

- a) Una bomba con capacidad para operar hasta 5000 psi de presión.
- b) Un tanque para diluir la enzima biológica.
- c) Agua salina (puede ser agua de producción) para dilución de la enzima biológica.
- d) Crudo o agua de formación para usar como desplazante final

2.10.4 Mecanismos de daño de formación que pueden ser tratados con enzimas biológicas.

Actualmente, la estimulación con enzimas biológicas es una nueva tecnología para tratar algunos mecanismos de daño de formación. Estos mecanismos se trataron en el capítulo anterior en la sección 1.4.3. Sin embargo, dado que el uso de cualquier producto en la estimulación de un pozo puede prevenir, remover, disminuir o agravar daños de formación, no deben utilizarse sin el conocimiento del tipo de daño y sin realizar pruebas de laboratorio antes de aplicarlo en el pozo. Las enzimas biológicas trabajan principalmente en los siguientes mecanismos³⁹:

- a) **Mojabilidad de la roca.** Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y/o el gas. Todo esto trae como

³⁸ González, Oscar. Análisis de Influencia de la Enzima Grenzime AG-280 de Global en la Humectabilidad de las Arenas y su Influencia en la Productividad. Venezuela: PDVSA Exploración y Producción (La Salina), 2002.

³⁹ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <http://btprocessing.com/whatisgreenzyme.htm>

consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y el 85% de aquella que tuviese la roca si esta mojada por agua. Además el mojamiento por aceite puede resultar en mayor tendencia al bloqueo por agua o emulsión. Las enzimas biológicas alteran la mojabilidad de la roca de mojadadas preferencialmente por aceite, agua o salmuera a una superficie no estacionaria protegida con enzima biológica.

b) **Rompimiento de emulsiones.** Como se mencionó en el capítulo anterior, la formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario destruir tales emulsiones. Una emulsión es un sistema en el cual un líquido es dispersado en forma de gotas en otro fluido inmiscible. La emulsión puede ser estable o inestable. El líquido disperso constituye la fase discontinua, y el otro líquido la fase continua. En el caso de los yacimientos se presentan más frecuentemente emulsiones agua en aceite, que emulsiones aceite en agua. Cuando dos líquidos inmiscibles entran en contacto y se mezclan, se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y también una fuerte tensión interfacial. Para crear una emulsión estable, se requerirán entonces líquidos inmiscibles, suficiente agitación y un agente emulsificante. Las enzimas biológicas actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película y propicia la consecuente coalescencia de las gotas de la fase dispersa. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas sólidas también puede coadyuvar en el rompimiento de la emulsión.

c) **Bloqueo por agua.** El bloqueo de agua es causado por el incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. La productividad en lo general se restablece por si sola lentamente, pero puede persistir durante meses o años, siendo el problema de mayor magnitud en formaciones de baja permeabilidad

y/o presencia de arcillas tipo illita. Adicionalmente este bloqueo puede producirse durante la producción del pozo por canalización o conificación del agua de formación en el intervalo productor. Un bloqueo de agua puede ser removido inyectando a la formación matricialmente una solución de enzima biológica, que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial y asegurar el mojamiento de la formación por agua.

- d) **Depósitos orgánicos.** Algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfáltenos). Estos depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de producción. El daño ocasionado por depósitos orgánicos es removido al resolubilizarlos con soluciones de enzima biológica.

2.10.5 Aplicación de la enzima según el tipo de pozo⁴⁰

Para comenzar a inyectar la enzima biológica en un pozo, se debe establecer cuál tipo de pozo según la presión de formación, es el que se está trabajando. Las enzimas biológicas pueden ser efectivamente aplicadas en todos los tres tipos de pozos que se encuentran comúnmente en campos productores de aceite. Sin embargo, debido a las diferencias en la presión de formación, cada uno de estos tipos de pozos de aceite requiere de un proceso de inyección diferente, y una concentración de enzima, por dilución, variada. La producción de aceite crudo que resulta en cada tipo de pozo también variará.

La cantidad sugerida de enzima biológica a utilizar y el tiempo de remojo necesario después de inyectar todos los fluidos, se tratará a continuación.

⁴⁰ Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

2.10.5.1 Para pozos tipo SFOW (Pozo de aceite con Suficiente Presión de Formación):

Para la aplicación de las enzimas biológicas, en este tipo de pozo, se realizan los siguientes pasos recomendados:

- a) Se mezcla una cantidad adecuada de enzima biológica con agua producida, para realizar una dilución entre el 5% y el 10% en solución. Luego se inyecta (bombea) esta solución diluida dentro de la formación, a una tasa aproximada de 50 galones por minuto.

El volumen total de solución diluida de enzima, que va a ser inyectada, depende del radio del wellbore o área de drenaje de la formación productora o del espesor de la zona productora. En general, este volumen está cercano a 3 toneladas métricas por metro de radio de wellbore o profundidad del área de drenaje de la zona productora.

- b) Se inyecta dentro de la formación un volumen total del tubing (o anular del casing) o más, de agua producida como fluido de remojo, y se mantiene el tiempo requerido antes de reabrir el pozo a producción regular.

Bajo condiciones normales, el proceso total de inyección, para la mayoría de este tipo de pozos de aceite, puede ser finalizado entre 5 a 10 horas, dependiendo de la profundidad del pozo y radio de drenaje de la zona productora.

La producción ganada en este tipo de operación es significativa, pues el incremento de la tasa de producción usualmente es mayor del 90%. Este incremento de producción promedio de aceite dura entre 18 meses y tres años; en algunos pozos puede ser más tiempo.

2.10.5.2 Para pozos tipo IFOW (Pozo de aceite con Insuficiente Presión de Formación):

En este tipo de pozo se realizan los siguientes pasos recomendados:

- a) Se mezcla la enzima biológica con el agua producida para lograr una solución del 2 al 4%. Luego se inyecta (bombee) a una tasa cercana a los 50 galones por minuto. El volumen total de solución diluida es cercano a 30 toneladas métricas por metro de radio de wellbore o profundidad de la zona productora.
- b) Se inyecta dentro del pozo un volumen total del tubing (o anular del casing) o más, de agua producida como fluido de remojo, y se mantiene el tiempo requerido antes de reabrir el pozo a producción regular.

Bajo condiciones normales de operación, todo el proceso de bombeo para este tipo de pozos de aceite puede ser finalizado entre 8 horas y un día.

La producción ganada usualmente es mayor al 80%. Los incrementos de producción promedio de aceite duran entre 12 y 18 meses.

2.10.5.3 Para pozo tipo BFPW (Pozo Único en Bolsa de Arena sin Continuidad):

Para este tipo de pozo se realizan los siguientes pasos recomendados:

- a) Se mezcla la enzima biológica con el agua producida o salmuera, para lograr una solución del 1 al 2%. Luego se inyecta (bombee) el 50% de esta solución diluida a una tasa cercana a los 50 galones por minuto.

- b) A continuación se verifica el radio de drenaje de la zona productora de aceite. Se usa solamente agua producida o salmuera compatible con la formación. Se inyecta de 60 a 80 toneladas métricas de agua o salmuera por metro de radio de drenaje de la zona productora.
- c) Se finaliza inyectando el 50% restante de solución diluida de enzima dentro de la zona productora de aceite. El volumen total de inyección es cercano a 100 toneladas métricas por metro de radio de drenaje en la zona productora.
- d) Se inyecta un volumen completo de tubing (o anular del casing), o más, de agua producida o salmuera, dentro del pozo de aceite como fluido de remojo. Se mantiene el pozo en remojo por el tiempo requerido antes de abrir el pozo a producción de aceite regular.

Bajo condiciones normales de operación, todo el proceso de bombeo puede ser finalizado entre uno a dos días. La producción ganada usualmente es mayor al 90%. Los incrementos de producción promedio de aceite duran cerca de 12 meses.

Este tipo de pozo necesitará aplicaciones continuas o repetidas de enzima biológica, cuando se vea que cae nuevamente la producción total de fluido a los niveles previos al tratamiento.

En cada uno de los tipos de pozos anteriores, se recomienda como práctica dividir la solución diluida total de enzima en dos partes. Se inyecta la primera mitad de enzima diluida, después una cantidad sustancial de agua producida o salmuera, y luego se inyecta la segunda porción de enzima biológica diluida, seguida de nuevo por el agua producida o salmuera, como fluido de remojo.

En la tabla 2 se resume la concentración y los volúmenes de enzima biológica recomendada para cada uno de estos tipos de pozo.

Tabla 2. Concentración y volumen de la enzima biológica por tipo de pozo

Tipo de pozo	Concentración enzima Biológica	Volumen total de enzima y agua producida por metro de zona productora
SFOW: Sufficient Formation pressure Oil Well	5% a 10%	3 ton métricas/metro de profundidad (aproximado)
IFOW: Insufficient Formation Pressure Oil Well	2% a 4%	30 ton métricas/metro de profundidad (aproximado)
BFPW: Broken Formation Pocket Well	1% a 2%	100 ton métricas/metro de profundidad (aproximado)

Fuente: Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

2.10.6 Cantidad de enzima biológica recomendada según el espesor de la formación y el tipo de pozo⁴¹

La cantidad exacta de inyección de enzima biológica necesaria para cada pozo de aceite depende principalmente del espesor de la formación petrolífera. En la tabla 3 se encuentra la cantidad sugerida de enzima biológica recomendada para un buen pozo candidato.

⁴¹ Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

Tabla 3. Cantidad de enzima biológica recomendada según espesor de formación

Espesor de la formación productora. ho en pies	Cantidad enzima, en condiciones más favorables*, (tambores) (100%, 55 galones)	Cantidad enzima, bajo condiciones menos favorables**, (tambores) (100%, 55 galones)
a) Para pozos verticales de aceite en tierra:		
ho < 33 pies	4	5
33 < ho < 66 pies	6	8
66 < ho < 99 pies	8	10
ho > 99 pies	10	12
b) Para pozos Horizontales:		
ho < 1640 pies	8	10
ho > 1640 pies	10	12
c) Para pozos de aceite costa afuera:		
ho < 3280 pies	14	16
ho > 3280 pies	18	20
<p><i>* Las condiciones favorables son: densidad del aceite < 0,85 g/cm³; Porosidad > 20%; Arena como formación productora.</i></p> <p><i>** Las condiciones desfavorables son: densidad de aceite > 0,90 g/cm³; Porosidad < 10%; Calizas como formación productora.</i></p>		

Fuente: Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

Si en la historia del pozo existen muchos problemas previos de producción; particularmente, si el pozo ha sido tratado repetidamente con trabajos de acidificación, fracturamiento, control de arena o remojo con gas, posiblemente se necesitará considerar el uso de un tambor de enzima por cada 7 pies de espesor de la zona productora.

Si el pozo de aceite tiene las condiciones entre favorables y desfavorables, se usa el propio juicio y las cantidades de enzima biológica deben estar entre los dos valores de la tabla anterior.

2.10.7 Tiempo de remojo recomendado para la estimulación de pozos con enzima biológica⁴²

Después de finalizar la inyección de enzima biológica en un pozo de aceite, el tiempo de remojo recomendado es el siguiente:

Tabla 4. Tiempo de remojo recomendado en la estimulación con enzima biológica.

Tiempo de remojo (días)	Condiciones del pozo de aceite
3 días	Densidad del aceite < 0,85 g/cm ³ ; porosidad > 20%;
4 días	Densidad del aceite < 0,90 g/cm ³ ; porosidad > 20%;.
5 días	Densidad del aceite < 0,95 g/cm ³ ; porosidad > 20%;
6 días	Densidad del aceite < 1,00 g/cm ³ ; porosidad > 20%;
7 días	Densidad del aceite > 1,00 g/cm ³ ; porosidad > 20%;
4 días	Densidad del aceite < 0,85 g/cm ³ ; porosidad < 20%;
5 días	Densidad del aceite < 0,90 g/cm ³ ; porosidad < 20%;
6 días	Densidad del aceite < 0,95 g/cm ³ ; porosidad < 20%;
7 días	Densidad del aceite < 1,00 g/cm ³ ; porosidad < 20%;
8 días	Densidad del aceite > 1,00 g/cm ³ ; porosidad < 20%;

Fuente: Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

2.10.8 Comportamiento después del tratamiento con enzima biológica⁴³

Inmediatamente después de colocar el pozo en producción normal de crudo, puede suceder lo siguiente:

- Incremento significativo del nivel estatico de liquido dentro del pozo.
- Incremento significativo de la tasa total de produccion de liquido, con alta produccion de agua durante los primeros dias o semanas.

⁴² Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

⁴³ Sadikin, Indrayana. Aplicaciones Apollo Greenzyme: PETROZYMA PETROL SOLUTIONS. Bogotá, D.C: Colombia. 2009.

- Posteriormente el WOR disminuirá, mostrando mas producción de petróleo hasta estabilizarse.
- Este incremento de producción se mantendrá de 6 meses a 2 años, dependiendo de las condiciones petrofísicas y del volumen de reservas del pozo.

2.10.9 Evaluación del proceso de inyección de enzima biológica en pozo⁴⁴

Después del tiempo de remojo, el primer signo indicando que el proceso de inyección de enzima biológica fue exitoso o no, es un cambio en el nivel de líquido estático (NLE). Un gran incremento en el NLE después de retornar a la producción de fluidos de estado estable, es un indicador positivo de que el proceso fue exitoso.

Usualmente el nuevo NLE es 2000 pies más alto que la lectura previa a la inyección de enzima, dependiendo del tamaño y la profundidad del pozo de aceite.

Una reducción en el corte de agua después de la inyección de enzima no es el factor decisivo para juzgar el éxito o falla, sólo un aumento en el NLE es el factor positivo de éxito.

Un mes o dos después de la inyección de enzima, la mayoría de los pozos de aceite han mostrado una reducción en el corte de agua. Sin embargo, otros pozos han presentado un corte de agua relativamente estable, pero mayor producción de fluido diariamente.

⁴⁴ Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009.

Todos los pozos tratados exitosamente con enzima han mostrado un NLE mucho más alto y mayor producción de fluido total.

2.11 ESTIMULACIÓN CON ENZIMAS BIOLÓGICAS A NIVEL MUNDIAL

Las enzimas biológicas han sido utilizadas para estimular cientos de pozos en los últimos años en Norte y Sur América, Sur-Este de Asia y China. En algunos pozos, la producción de aceite se ha incrementado de 2 a 12 veces, y los efectos han permanecido hasta por 22 meses con un sustancial mejoramiento en la producción en la mayoría de los casos.

En la tabla 5 se muestra los resultados satisfactorios en el incremento de producción de diferentes pozos de petróleo en Venezuela, China e Indonesia, con la aplicación de enzimas biológicas.

Tabla 5. Resultados de pozos tratados con enzima biológica

País	Pozos	Enzima [Tambores]	Antes [BOPD]	Después [BOPD]	Incremento [%]	Duración Aprox [meses]
Venezuela	TJ-1295	5	45	70	56	24
Venezuela	PB-377	4	25	50	100	24
Venezuela	PB-366	3	21	51	143	24
Venezuela	PB-326	3	98	160	63	24
Venezuela	PB-515	4	60	120	100	24
Venezuela	PB-593	2	40	99	148	24
Venezuela	PB-732	6	3	19	533	24
Venezuela	TJ-1278	6	169	216	28	24
Venezuela	TJ-1349	3	124	273	120	24
Venezuela	PB-514	5	28	42	50	24
Venezuela	TJ-1319	4	100	800	700	36
China	Yung-8-52	4	31	145	368	36
China	Lun2-25	4	20	54	170	22
Indonesia	#341-3	5	22	108	391	22
Indonesia	#622-4	5	27	132	389	22
Indonesia	#355-1	5	32	154	381	22
Indonesia	#672-2	4	29	125	331	22
Indonesia	#825-4	4	28	137	389	22
Indonesia	#534-5	4	28	129	361	22
Indonesia	#745-3	4	32	157	391	22
Indonesia	#338-3	5	27	116	330	22
Indonesia	#722-2	4	28	118	321	22
Indonesia	#664-1	4	38	160	321	22
Indonesia	#153-4	4	35	151	331	22
Indonesia	#635-2	5	36	151	319	22
Indonesia	#172-4	4	34	167	391	22

Fuente: MONCAYO, Diana. Recopilación de trabajos de estimulación realizados con enzimas biológicas en Venezuela, China e Indonesia. GOW E&S LTDA. Bogotá, D.C., Colombia, 2009

2.11.1 China

2.11.1.1 Campo tiandong, pozo lun 2-25⁴⁵

- **Resumen Histórico del Pozo LUN 2-25**

El pozo Lun 2-25 comenzó a producir en febrero de 1996. La producción diaria del total del fluido era de 6,0 toneladas métricas, del cual la producción de aceite era de 2,7 toneladas métricas (20 barriles) y el corte de agua del 55 %.

Se descubrió cerca de 131 pies de espesor de conglomerados de parafinas cubriendo la sección debajo del pistón-varilla hasta la cara del pozo y la vecindad de éste, aunque la sección móvil de la bomba no estaba obstaculizada por la parafina.

El espaciamiento entre pozos es de 100 metros. Los pozos que producen agua, tienden a incrementar la producción de ésta drásticamente, hasta bloquear totalmente la producción de aceite.

En diciembre del 2001, se realizó un trabajo de estimulación con enzimas biológicas en el Pozo Lun 2-25.

⁴⁵ Hua, Li Jia. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme for the Tiandong Oilfield, Oil Well Lun 2-25. Guangxi Tiandong Petrochemical Complex, China. 2002 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Datos básicos del Pozo LUN 2-25**

Tabla 6. Información básica del pozo Lun 2-25

Descripción	Cantidad	Unidad
Profundidad de completamiento	2919	pies
PBTD	2868,95	pies
Tope cemento	1194	pies
Tamaño de revestimiento	139 x 7,72	
Intervalo perforado	2654,2 – 2671,2	pies
Espesor neto de la zona productiva	17,1	pies
Compensación por Kelly	9,8	pies
Viscosidad de aceite	19,2	cp
Densidad de aceite	0,8472 (122 °F)	g/cm ³
Temperatura de fluidez del aceite	86	°F

Fuente: Hua, Li Jia. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme for the Tiandong Oilfield, Oil Well Lun 2-25. Guangxi Tiandong Petrochemical Complex, China. 2002 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Resultados después del tratamiento usando enzimas biológicas**

En la tabla 7 se puede ver una comparación del antes y después del tratamiento con enzimas biológicas en este pozo. Esta tabla muestra la producción diaria de fluidos, la producción diaria de aceite y los cambios en los niveles de líquido dinámicos.

Tabla 7. Resultados del tratamiento con enzimas biológicas

Mes y año	Fluido Total (mt/día)	Aceite total (mt/día)	Corte de agua (%)	Nivel de fluido (pies)	Nivel de fluido dinámico
08/2001	7,5	4,1 (30 bbl/día)	45	1807	Verificado después de 6 horas de producción
09/2001	6,8	3,6 (26 bbl/día)	47	1673	Verificado después de 6 horas de producción
10/2001	5,9	2,8 (21bbl/día)	53	1742	Verificado después de 7 horas de producción
11/2001	6,7	3,3 (24 bbl/día)	51	1889	Verificado después de 6 horas de producción
12/2001	6,0	2,7 (20 bbl/día)	55	1807	Verificado después de 6 horas de producción
01/2002	8,9	4,0 (29 bbl/día)	55	1535	Verificado después de 12 horas de producción
02/2002	12,4	5,0 (37 bbl/día)	60	1732	Verificado después de 16 horas de producción
03/2002	13,6	5,7 (42 bbl/día)	58	1693	Verificado después de 8 horas de producción
04/2002 hasta 03/07/2002	Aprox. 13,6 +	Aprox. 6,0 + (44 bbl/día)	Aprox. 55-60	Alrededor de 1693	Verificación rutinaria ocasional

Fuente: Hua, Li Jia. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme for the Tiandong Oilfield, Oil Well Lun 2-25. Guangxi Tiandong Petrochemical Complex, China. 2002 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- Después de aplicar enzimas biológicas, la producción diaria de fluido total mostró un incremento significativo, de 6,0 toneladas métricas por día a 13,6 toneladas métricas por día.
- El pozo presentó poca variación en el corte de agua, esto es debido a que la viscosidad de aceite es baja, sólo 19,2 cp. Al aplicar enzimas biológicas la viscosidad del aceite disminuyó a 16,9 cp. Por esta razón el corte de agua no mostró ninguna diferencia.

También se observó que al incrementarse dos veces la producción diaria del total del fluido, el contenido de agua se mantuvo por debajo del nivel de 60%. Esto demuestra claramente que las enzimas biológicas fueron efectivas, no solo para incrementar la producción diaria de aceite, sino también para controlar el corte de agua.

- El nivel dinámico mostró un incremento significativo en el lado del tubing debido a que se obtuvo un ascenso en la producción de fluido. Este hecho muestra que al aplicar las enzimas biológicas, la formación geológica cerca a la cara del pozo y las áreas vecinas, mejoraron la movilidad del fluido permitiendo que la formación abastezca ampliamente la producción.

2.11.1.2 Campo Weizhou 11- 4, pozo Weizhou 11- 4 -A3⁴⁶

- **Resumen Histórico del Pozo Weizhou 11- 4 - A3**

El campo Weizhou 11-4 está ubicado en la bahía norte del Mar de China Meridional. La profundidad del agua en la zona marítima donde se encuentra el

⁴⁶ Branch, Zhanjiang. Analysis of Greenzyme in Oilfield Recovery: Biological enzyme treatment to remove blockage, Oil Well WeiZhou 11-4-A3, China, 2003. [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

campo es de aproximadamente 138-144 pies. El mecanismo de empuje del yacimiento es un acuífero. No hay fracturas presentes en la formación productora. El campo cuenta con 3 zonas que forman 3 yacimientos de aceite independientes.

El WZ11-4-A3 es un pozo inclinado de la plataforma A y el yacimiento del cual produce es de la formación Jiaowei que pertenece a la zona II. El 31 de agosto de 1992 se terminó de perforar a una profundidad de 3992 pies. La producción comenzó el 6 de enero de 1994. En enero de 2003, el pozo tenía una producción acumulada de 2.445.552 barriles de aceite, 49.380.684 pies cúbicos de gas natural y 138.400 m³ de agua. La producción inicial de este pozo fue buena, con 930 bbl/día de aceite y cero contenido de agua. A medida que fue aumentando el corte de agua se fue disminuyendo gradualmente la cantidad de aceite recuperado.

El 1 de diciembre del 2000, se cambió la bomba para aumentar la tasa, después de esto se presentó un buen incremento en la producción de aceite. Antes del cambio de la bomba la tasa de aceite era de 617 bbl/día y el corte de agua era de 36,7%. Después del cambio, la tasa de aceite era de 1006 bbl/día y el corte de agua era de 44,2%.

El segundo cambio de bomba fue realizado el 2 de junio de 2001. Se aumentó la tasa de descarga de la bomba. El efecto de este cambio fue insignificante. La producción de aceite antes del cambio era de 780 bbl/día y el corte de agua era de 49,5%. Después de realizar el cambio, la tasa de aceite era de 912 bbl/día y el corte de agua era de 50,2%.

Luego de un tiempo, la producción de aceite tuvo una caída a 308 bbl/día y el corte de agua llegó al 76%. Esto indicaba que el wellbore del pozo había sido bloqueado, lo que obstruía el flujo de aceite y agua.

Debido a que el pozo tiene un acuífero que ayuda a mantener la presión de fondo de pozo, se analizó que la baja productividad del pozo era porque existía daño de formación.

Este pozo se estimuló con enzimas biológicas con el fin de remover el bloqueo, reducir el corte de agua y aumentar la producción de aceite.

- **Datos básicos del Pozo Weizhou 11- 4 - A3**

Tabla 8. Información básica del pozo Weizhou 11- 4 - A3

Datos del Casing		Datos de Perforación		
Tamaño de Casing	Profundidad (pies)	Zona	Zona de Perforación (pies)	Sección de aceite (pies)
30"	469	II	3594,6 - 3634,9 3181,9 – 3214,4 (TVD)	40,3
13 3/8"	0			
9 5/8"	916,8			
7"	3963,7			

Fuente: Branch, Zhanjiang. Analysis of Greenzyme in Oilfield Recovery: Biological enzyme treatment to remove blockage, Oil Well WeiZhou 11-4-A3, China, 2003. [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

Tabla 9. Datos de la zona de aceite

Zona	Sub-capa	Sección del pozo donde se encuentra la Sub-capa (pies)	Datos de zona					
			Espesor de la capa de arena (pies)	Espesor efectivo		Permeabilidad Efectiva	Porosidad (%)	Grado de saturación de aceite (%)
				Capa de aceite (pies)	Capa de gas (pies)			
II	Capa de aceite libre	3181,9-3194,1	12,1	12,1	0	1415,4	29,4	77,2
	Capa superior de calcio que contiene aceite	3194,1-3222,9	28,9	28,9	0	521,99	19,5	84,4
	Capa inferior de calcio que contiene aceite	3222,9-3265,6	42,6	42,6	0	1170,33	27,3	79,1
	Capa compacta	3265,6-3267,5	1,9	0	0	0,79	5,4	0
	Capa de agua	3267,5-3328,2	60,7	0	0	958,13	24,9	14

Fuente: Branch, Zhanjiang. Analysis of Greenzyme in Oilfield Recovery: Biological enzyme treatment to remove blockage, Oil Well WeiZhou 11-4-A3, China, 2003. [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Resultados después del Tratamiento usando Enzimas Biológicas**

Tabla 10. Resultados de la estimulación con enzimas biológicas para remover el bloqueo en el pozo Weizhou 11-4-A3.

Tiempo	Corte de agua [%]	Producción de aceite [m ³]	Cantidad de fluido total [m ³]
15-02-2003	76,3	50,4 (317 bbl)	212,66
25-02-2003	75,7	51 (321 bbl)	209,88
03-03-2003	75,7	49,9 (314 bbl)	205,35
09-03-2003	75,4	49,9 (314 bbl)	202,85
16-03-2003	75,7	49,2 (309 bbl)	202,47
22-03-2003	75,7	49,2 (309 bbl)	202,47
28-03-2003	75,5	49,2 (309 bbl)	200,82
29-03-2003	75,7	48,7 (306 bbl)	200,41
30-03-2003	75,6	48,9 (308 bbl)	200,41
05-04-2003	81,3	49,6 (312 bbl)	265,24
09-04-2003	82,1	76,7 (482 bbl)	428,49
10-04-2003	81,9	77,8 (489 bbl)	429,83
11-04-2003	82,1	76,7 (482 bbl)	428,49
12-04-2003	82,2	76,4 (481 bbl)	429,21
13-04-2003	82,3	76,1 (479 bbl)	429,94
14-04-2003	82,4	75,6 (476 bbl)	429,55
15-04-2003	82,7	75,2 (473 bbl)	434,68
16-03-2003	82,4	76,3 (480 bbl)	433,52
20-04-2003	82,5	75 (472 bbl)	428,57
26-04-2003	82,9	74,9 (471 bbl)	438,01
04-05-2003	82,9	73,4 (462 bbl)	429,24

Fuente: Branch, Zhanjiang. Analysis of Greenzyme in Oilfield Recovery: Biological enzyme treatment to remove blockage, Oil Well WeiZhou 11-4-A3, China, 2003. [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- El 4 de abril a las 4 P.M. la producción del pozo Wei 11-4-A3 se reanudó después de haber sido cerrado por 90 h. Luego que el pozo fue abierto, la tasa

de producción total de líquidos aumentó continuamente. Después de 3 días, la tasa de producción de fluidos subió de 200 m³ por día a aproximadamente 430 m³ por día. La producción de aceite pasó de 49 m³ por día (308 bbl) a 76 m³ por día (478 bbl/día) y el corte de agua cambio de 76% a 82%. La presión en el fondo del pozo aumentó de 338 psi a 953 psi. Esta situación fue estable por un largo tiempo, y se llegó a la conclusión que el bloqueo en la capa de petróleo había sido completamente eliminado.

- Las enzimas biológicas pueden cambiar la mojabilidad de la roca para aumentar la permeabilidad relativa del aceite (K_{ro}) y dificultar el flujo de agua para bajar el corte de agua. Los resultados de las pruebas realizadas en muchos campos de petróleo confirman lo anterior. Sin embargo, los resultados de las pruebas aplicadas en el Pozo Wei 11-4-A3 no muestran un descenso en el corte de agua, por el contrario, se aumenta un poco y el cambio en K_{ro} fue insignificante. Esto podría estar relacionado con el hecho de que el yacimiento era originalmente mojado por agua y a que está ocurriendo un cierto grado de conificación de agua, lo que también causa un aumento en el corte de agua. A pesar de esto, ya que las propiedades son muy buenas, la cantidad de fluido total aumento considerablemente.
- Debido a la gran capacidad de las enzimas para liberar compuestos de hidrocarburos y desemulsificar, se aumentó la permeabilidad absoluta del yacimiento de aceite. También el bloqueo que existía y los daños de formación positivos fueron removidos. Por lo tanto, se incrementaron las tasas de flujo de aceite y agua. Esta tecnología fue aplicada con éxito para desbloquear el pozo WeiZhou 11-4-A3.

2.11.1.3 Campo Shengli, Pozo Yung 8-52⁴⁷

- **Resumen Histórico del Pozo Yung 8-52**

Del 12 al 20 de enero de 2001, el pozo fue completado con una bomba sumergible y empaque de grava para controlar la arena. La producción duró 23 días antes de presentarse flujo insuficiente de fluidos.

La producción inicial diaria de fluidos llegó a un máximo de 17,6 m³/día. La producción diaria máxima de aceite llegó a 8,0 ton/día (52 bbl/día). El corte de agua era de 54,7%. Sin embargo, la producción de aceite decayó rápidamente, y por esta razón el pozo fue cerrado por completo.

Se creyó que la principal razón para que este pozo no mostrara un comportamiento normal era la alta viscosidad del aceite. Este aceite tenía baja movilidad y fácilmente tapaba los canales de flujo de la formación. Además, este pozo produce arena fina junto con el aceite. Esta mezcla de arena con crudo pesado se adhiere a los agujeros de perforación y en la vecindad del wellbore. Aunque inicialmente este pozo experimentó una alta producción de fluidos, tan pronto los agujeros de perforación y el área cercana al wellbore fue bloqueada, disminuyó la movilidad del aceite.

Para encontrar una solución a este problema, se bombeó químicos reductores de viscosidad dentro del pozo. Pero esto no resolvió el principal problema causado por la mezcla de este crudo con la arena y el taponamiento de los agujeros de perforación en la formación. Por esta razón, el pozo no había cumplido las expectativas de los operadores.

⁴⁷ Qing, Wang. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme China Shengli Oilfield, Oil Well Yung 8-52. China, 2001 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

Entre el 8 y 14 de marzo del 2001, la bomba fue retirada y se le realizo una inspección. Se bombeo a la formación 40 metros cúbicos de petróleo (252 bbl) para desbloquear las sustancias químicas que se encontraban en el fondo del pozo.

Del 12 al 17 de abril del 2001 se realizo una inspección a la bomba. La producción se prolongó durante 55 días. El 13 de junio la producción se detuvo por flujo insuficiente de fluidos. La producción acumulada fue de 2954 bbl de aceite y 780 mt de fluido total.

Tabla 11. Historia de producción del pozo antes de la aplicación de enzimas biológicas

Fecha	Producción diaria de fluido total (mt/día)	Producción diaria de aceite (mt/día)	Corte de agua %	Nivel de fluido dinámico (pies)
Feb 3	12,6	6,3 (41 bbl/día)	50	4226
Feb 7	6,0	4,3 (28 bbl/día)	29,5	3951
Feb 12	5,7	4,0 (26 bbl/día)	29	La varilla no pudo bajar
Abr 24	6,2	4,7 (31 bbl/día)	25	5173
May 18	9,3	5,8 (38 bbl/día)	38	5255
Jun 6	5,3	4,5 (29 bbl/día)	16,1	5117
Jun 13	Insuficiente flujo de fluidos.		El 18 de junio, el nivel de fluido estático fue 2755 pies	

Fuente: Qing, Wang. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme China Shengli Oilfield, Oil Well Yung 8-52. China, 2001 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

Se buscó restablecer la producción por medio de estimulación con enzima biológica. La inyección de enzima biológica tiene una característica ventajosa para esta aplicación, puede liberar aceite de la arena sin ser consumida en el

proceso, reduciendo así la resistencia del crudo a moverse. Esto permite que el yacimiento produzca mas aceite y se aumente la producción total.

- **Datos Básicos del Pozo Yung 8-52**

Tabla 12. Datos Básicos del Pozo Yung 8-52

Descripción	Cantidad	Unidad
Fecha de la primera producción	Enero 2001	
Viscosidad del aceite	11281	cp
Densidad del aceite	0,9539 (agua=1)	g/cm ³
Contenido de Parafinas	39,85	%
Contenido de asfáltenos	0,46	%
Espesor del intervalo de producción de aceite	4,45	m
	15	pies
Tope del cemento	1180	m
	3870	pies
PBSD	2084,9	m
	6838	pies
Tamaño del casing	139,7*7,72	pulg
Tipo de cañón de perforación	102	
Densidad de los disparos	20	tiros/m

Fuente: Qing, Wang. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme China Shengli Oilfield, Oil Well Yung 8-52. China, 2001 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

Tabla 13. Características del yacimiento

Datos	Cantidad	Unidad
Nombre del yacimiento	Sha 2-74	
Intervalo de aceite	1984-1993	m
	6508-6537	pies
Intervalo perforado	1984-1989	m
	6508-6524	pies
Espesor de perforación	5,0	m
	16	pies
Permeabilidad * 10⁻³	1028	μm ²
Porosidad	29,7	%
Arcilla	3,7	%

Fuente: Qing, Wang. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme China Shengli Oilfield, Oil Well Yung 8-52. China, 2001 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Resultados después del Tratamiento usando Enzimas Biológicas**

- La fase inicial inmediatamente después de la aplicación de enzima mostró una producción total diaria de 17,7 m³ de fluidos, con producción de aceite diaria de 16,9 m³ (106 bbl), un corte de agua del 6% y un nivel de fluido dinámico de 1351 pies. Con estos datos se evidenció el efecto de la enzima en desbloquear el pozo, lo cual indica la excelente capacidad de las enzimas biológicas para desbloquear yacimientos de crudo pesado mejorando la producción.

Tabla 14. Datos de producción del pozo después del tratamiento con enzimas biológicas

Fecha	Producción diaria de fluido total, [m ³]	Producción diaria de aceite, [m ³]	Corte de agua [%]	Nivel de fluido dinámico, [pies]
Jul 26 – 2001	14,6	0	100	2181
Jul 27– 2001	6	3 (20 bbl/día)	50	
Jul 28 – 2001	8,4	6,7 (44 bbl/día)	10	1351
Jul 29 – 2001	14	12,6 (82 bbl/día)	10	
Jul 30 – 2001	17,7	16,6 (108 bbl/día)	6	
Jul 31 – 2001	19	16,86 (110 bbl/día)	6	2348
Agos 1 – 2001	19	16,86 (110 bbl/día)	6	2348
Agos 2 – 2001	20	18,8 (122 bbl/día)	6	2355
Agos 3 – 2001	22	20,68 (134 bbl/día)	6	2348
Agos 4 – 2001	23	21,62 (141 bbl/día)	6	2348
Del 05 de Agos hasta 15 de Nov del 2001	Se mantuvo estable. Aprox. 25 m ³ /día	Se mantuvo estable. Aprox. 23,5 m ³ /día (153 bbl/día)	Se mantuvo estable. Aprox. 6% por día	Se mantuvo estable. Aprox. 2348 pies

Fuente: Qing, Wang. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme China Shengli Oilfield, Oil Well Yung 8-52. China, 2001 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- La producción total diaria de fluidos aumentó de 5,3 m³ (datos del 6 de junio antes de cerrar el pozo) a aproximadamente 25 m³ después del tratamiento.
- El nivel de líquido dinámico paso de ser 5117 pies (datos del 6 de junio antes de cerrar el pozo) a unos 2348 pies.
- La producción diaria de aceite incremento de 4,5 m³/día (28 bbl/día) (datos del 6 de junio antes de cerrar el pozo) a 24 m³/día (151 bbl/día).

- Se presentaron cambios en el corte de agua, disminuyéndose de 16,1% (datos del 6 de junio antes de cerrar el pozo) a un 6% después de la aplicación de enzimas.
- Analizando los datos anteriores se puede ver que el tratamiento con enzimas biológicas en este pozo tuvo un incremento significativo en la producción, alcanzando un flujo de fluidos estable de más de 23 m³/día (aproximadamente 150 BPD).

2.11.1.4 Campo Shengli, Yacimiento Y8⁴⁸

- **Resumen Histórico de Campo Shengli, Yacimiento Y8**

Se ha demostrado que la migración de finos de formación causa disminución en la producción de muchos pozos, especialmente en los pozos de yacimiento de crudo pesado que producen arena. Las tortas de filtrado que se forman por la unión del crudo viscoso con los finos de formación, pueden bloquear las vías de flujo de fluidos. Como resultado, la capacidad de producción diaria de los pozos se reducirá y a veces puede llevar a detener la producción.

En este caso se aplicaron las enzimas biológicas para la mitigación de daños de formación en yacimientos de crudo pesado. Se evaluó el rendimiento a escala de laboratorio de una enzima biológica y se presento algunas pautas para su aplicación, incluyendo los volúmenes porosos inyectados y la concentración a la cual se inyecta el producto.

⁴⁸ Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

- **Datos Básicos del Yacimiento Y8**

El yacimiento Y8 es un yacimiento de crudo pesado que tiene un área de 1,3 kilómetros cuadrados, con un OOIP estimado en 89 millones de barriles y es un bloque que contiene fallas. Este yacimiento se caracteriza por un alto contenido de sulfuros, alto porcentaje de resinas, y la viscosidad del aceite es alta. La presión de formación está en el rango de 17 MPa y 20 MPa y la temperatura varía entre 71 y 86 °C. La mayor permeabilidad que tiene la formación es de $31\mu\text{m}^2$, resultando en una gran movilidad. La viscosidad del aceite a condiciones de superficie está entre 880 y 4800 cp y su densidad a estas mismas condiciones esta en el rango de 0,929 y 0,962 g/cm³. La tabla 15 muestra las características del crudo pesado en el yacimiento Y8.

Tabla 15. Características principales del aceite en el yacimiento Y8.

Formación	Densidad g/cm ³	Viscosidad cp	Punto de fluidez °C	Parafinas %	Sulfuros %	Asfáltenos %	Resinas %
S ₂ ⁵	0,9300	1130	21	3,85	1,511	1,741	35,63
S ₂ ⁶	0,9302	1642	19	4,89	1,824	0,915	36,75
S ₂ ⁷	0,9392	4735	15	3,79	1,881	0,255	38,31

Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

- **Pruebas y resultados de laboratorio para la evaluación de tratamientos con enzimas biológicas**

Mediante experimentos de simulación y pruebas de desplazamiento de corazones se evaluó la eficacia de las enzimas para mitigar el daño en yacimientos de crudo pesado.

➤ **Prueba de Tensión Interfacial (IFT)**

La tensión interfacial entre el aceite y la solución de enzima biológica fue medida por un tensiómetro Interfacial tipo 12, llamado KRUSS hecho en GmbH Inc., Hamburgo, Alemania. La tabla 16 muestra los resultados de la prueba de tensión interfacial. La IFT entre el aceite y la solución de enzima biológica disminuye a medida que aumenta la concentración de la solución de enzima, la IFT alcanza su valor más bajo cuando la concentración de solución de enzima varía entre 6% y 8%, después de este valor ocurre lo contrario, la IFT se incrementa a medida que aumenta la concentración de la solución de enzima.

Tabla 16. Tensión interfacial entre el aceite y la solución de enzima biológica.

No.	Concentración	IFT (mN/m)
1	0	19,36
2	2%	2,39
3	4%	1,49
4	5%	0,01
5	6%	0,10
6	8%	0,11
7	10%	3,95

Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

➤ **Prueba del cambio de mojabilidad en la superficie de la roca.**

La mojabilidad de la roca es importante porque controla la ubicación, el flujo y distribución de los fluidos dentro de las rocas del yacimiento. Generalmente los siguientes métodos son usados para medir la mojabilidad de la roca.

a) *Angulo de contacto*: El ángulo de contacto, θ , es usado para medir la mojabilidad de una superficie sólida por un fluido en contacto con otros fluidos inmiscibles.

Existen varios métodos en la literatura para determinar la mojabilidad de una roca. Los tres métodos cuantitativos más comunes son la medición del ángulo de contacto, el método de Amott y el método USBM. En este caso, la medición del ángulo de contacto fue seleccionado para determinar la mojabilidad de la roca, porque la magnitud del ángulo de contacto da una indicación directa de la mojabilidad de la roca.

Los resultados de las pruebas (ver figura 25) muestran que:

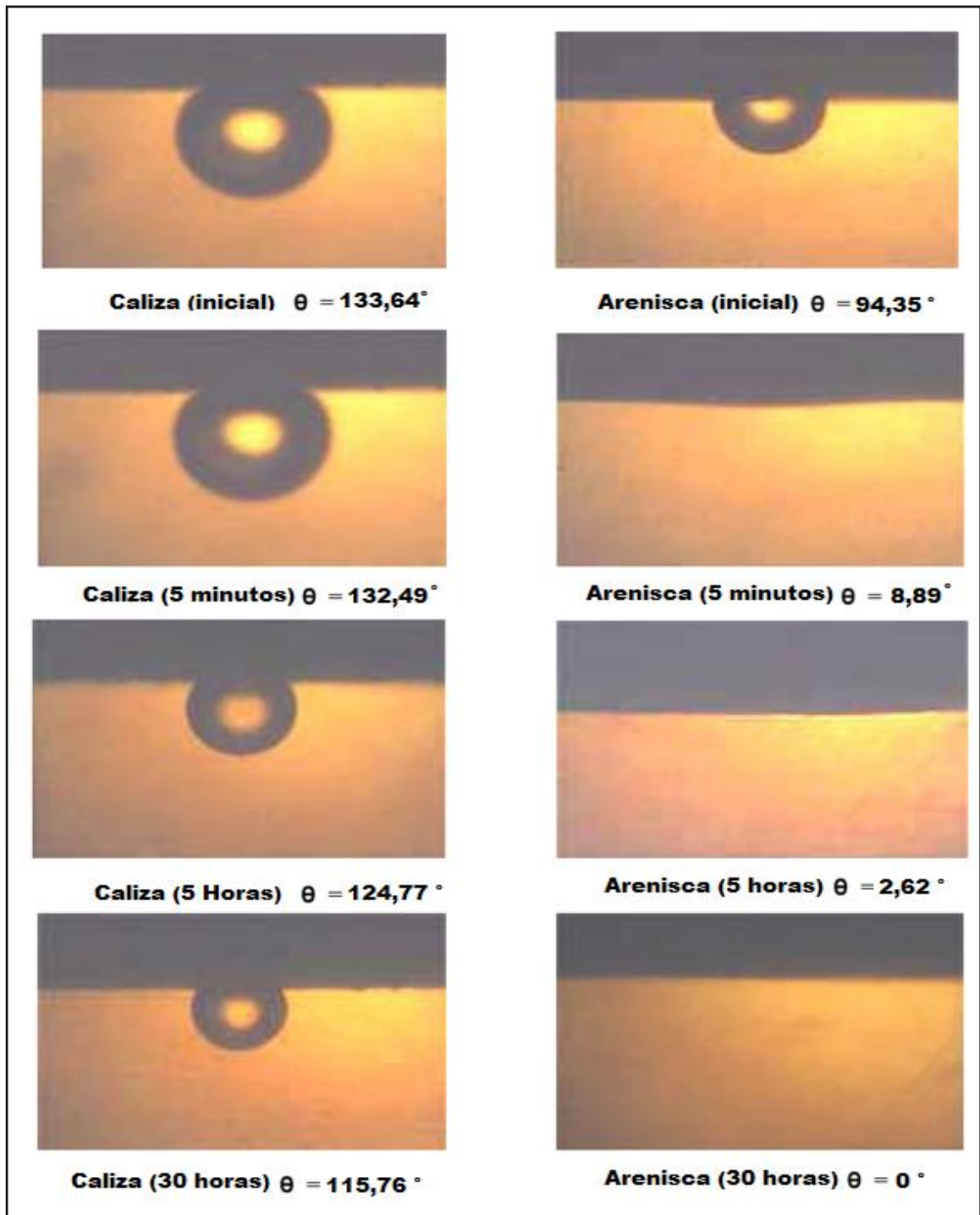
(1) La enzima biológica puede cambiar la mojabilidad de la arenisca de mojada por aceite a mojada fuertemente por agua en un corto tiempo, aumentando la permeabilidad relativa a la fase aceite y disminuyendo la permeabilidad relativa a la fase agua, reduciendo así el corte de agua del líquido producido. En cambio, la enzima biológica cambia lentamente la mojabilidad de las calizas. (ver tabla 17).

Tabla 17. Efecto de la enzima biológica en la mojabilidad de las rocas

Tipo de roca	Tiempo (minutos)	0	5	300	1800	Resultado
Arenisca	θ (grados)	94,35	8,89	2,62	0	100%
Caliza		133,64	132,49	124,77	115,76	13,38%

Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

Figura 25. Cambio de la mojabilidad de los tipos de roca con el tiempo



Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

(2) Para yacimientos mojados por agua, cuando la fase aceite es desplazada por la fase agua (proceso de imbibición), la enzima biológica puede aumentar la fuerza de empuje; mientras que los yacimientos mojados por aceite, la enzima biológica puede disminuir la fuerza de resistencia (proceso de drenaje), que resultará en un incremento significativo de la actuación, agregación y movimiento del aceite residual en medios porosos.

(3) La enzima biológica puede disminuir la tendencia del aceite a adherirse a la superficie de la roca, y también hacer que el aceite residual en la superficie de la roca pueda liberarse, de esta manera mejorar la recuperación de petróleo

➤ **Pruebas de desplazamiento de corazones.**

Las pruebas de desplazamiento fueron realizadas con corazones sintéticos. Las propiedades básicas de estos corazones son mostradas en la tabla 18. El aceite con el cual se trabajo tenía una densidad relativa de 0,90148 y una viscosidad de 70,96 cp (medida a una temperatura de 50 °C), y el agua de formación tenía una salinidad total de 2817 mg/L. Estas pruebas se llevaron a cabo a una temperatura de 75°C y a presión atmosférica.

Tabla 18. Propiedades básicas de las muestras de corazones usadas en las pruebas de desplazamiento

No.	Díámetro (cm)	Longitud (cm)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Concentración
1	2,490	6,570	15,7	189,6	5%
2	2,536	7,456	14,2	123,2	1%
3	3,0	17,0	36,0	850	2%
4	3,0	17,0	38,6	1030	5%

Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

Los resultados de las pruebas de desplazamiento de corazones con la muestra No. 1 y la muestra No.2, cuyas permeabilidades son menores de $1\mu\text{m}^2$, mostraron que la recuperación de aceite no mejoró con la concentración de la solución de enzima biológica entre 1 y 5 %. Con el fin de reducir el error experimental, se realizaron desplazamientos con una muestra No. 3 y una concentración de solución de enzima al 2%. La recuperación de aceite no mostró un incremento significativo. Finalmente los resultados del desplazamiento de agua con una concentración de enzima biológica al 5% demostraron que se puede lograr un alto incremento en el factor de recobro.

➤ **Pruebas de simulación en el laboratorio para remover el daño**

En este experimento se investigaron 3 métodos para la simulación del bloqueo: (1) El método de aglomeración, que es un método para simular la depositación de resinas y asfáltenos en el corazón a condiciones de yacimiento. (2) El método de la reducción de la temperatura, que es una manera de bajar la temperatura con el fin de acelerar la depositación de resinas y asfáltenos. (3) El método de dispersión, que es un medio para incrementar la concentración de resinas y asfáltenos en el corazón con el fin de acelerar la precipitación de resinas y asfáltenos. Los resultados de estas pruebas demostraron que, para el método de aglomeración es difícil depositar grandes cantidades de resina y asfáltenos en muestras de corazones en un corto período de tiempo; por otro lado, adquirir muestras de resina y asfáltenos para agregarlas por medio de desplazamientos al corazón es bastante complicado. Por consiguiente, es factible escoger el método de la reducción de la temperatura para realizar el experimento de simulación del daño.

El aceite utilizado es del yacimiento Y8; la prueba se llevó a cabo a una temperatura de 80 °C. Las presiones de entrada y salida y las tasas de flujo se registraron en función del tiempo. La ley de Darcy se puede usar para decidir la

permeabilidad del corazón en sus diferentes estados (es decir, antes del bloqueo, después del bloqueo y después de remover el daño), y se puede evaluar la eficiencia de la enzima biológica con el cambio de la permeabilidad.

Según los resultados, mediante la definición de los siguientes parámetros se puede evaluar la eficacia de la enzima biológica para remover el daño.

- 1) Índice de reducción de la permeabilidad, RRP1: $RRP1 = K_1 / K_0 \times 100\%$
- 2) Grado del daño, ED: $ED = (K_0 - K_1) / K_0 \times 100\%$
- 3) Índice de restablecimiento de la permeabilidad, RRP2: $RRP2 = K_2 / K_0 \times 100\%$
- 4) Grado de remoción del daño, EPR: $EPR = (K_2 - K_1) / K_0 \times 100\% = RRP2 - RRP1$

Donde:

K_0 : Permeabilidad inicial del corazón (μm^2)

K_1 : Permeabilidad del corazón después del bloqueo (μm^2)

K_2 : Permeabilidad del corazón después de remover el bloqueo (μm^2)

RRP1: Índice de reducción de la permeabilidad

ED: Grado del daño

RRP2: Índice de restablecimiento de la permeabilidad.

EPR: Grado de remoción del daño.

De los resultados de los experimentos de simulación (ver tabla 19 y figura 26), combinados con los resultados de las pruebas IFT y los resultados de las pruebas de desplazamiento de corazones, se determinó las condiciones óptimas para la aplicación en campo de las enzimas biológicas.

Tabla 19. Resultados de las simulaciones de remoción de daño con enzima biológica

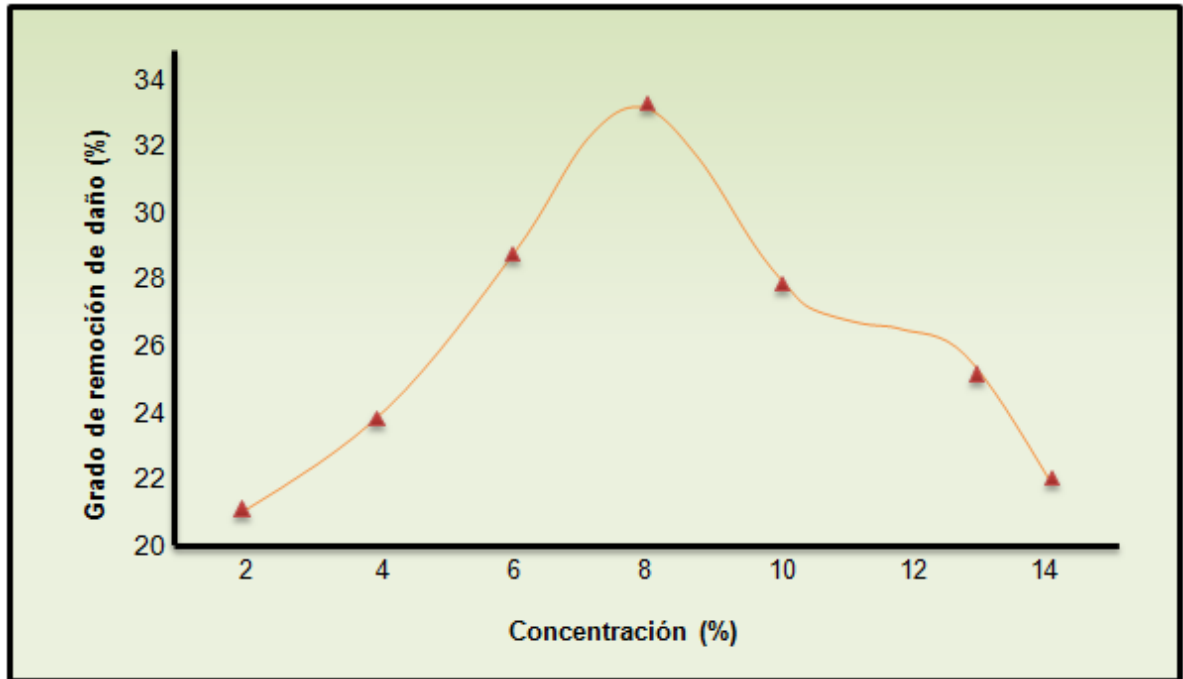
No.	K _o	K ₁	K ₂	C	RRP1	ED	RRP2	EPR
1	0,360	0,0697	0,0382	10%	19,36%	80,64%	10,61%	-8,75%
2	0,474	0,0656	0,0398	10%	13,84%	86,16%	8,40%	-5,44%
3	0,907	0,0034	0,0134	10%	0,37%	99,63%	1,47%	1,10%
4	1,370	0,0138	0,355	10%	1,01%	98,99%	25,91%	24,90%
5	1,635	0,0312	0,194	10%	1,91%	98,09%	11,87%	9,96%
6	2,307	0,950	1,701	8%	41,18%	58,82%	73,73%	32,55%
7	2,503	0,860	1,388	2%	34,36%	65,64%	55,45%	21,09%
8	2,872	0,921	1,714	10%	32,07%	67,93%	59,68%	27,61%
9	2,912	0,930	1,657	13%	31,93%	68,06%	56,93%	25,00%
10	2,958	1,394	2,234	6%	47,13%	52,87%	75,52%	28,39%
11	3,100	1,101	1,786	14%	35,51%	64,48%	57,63%	22,12%
12	3,224	1,608	2,380	4%	49,88%	50,12%	73,82%	23,94%

K _o : Permeabilidad inicial del corazón (μm ²) K ₁ : Permeabilidad del corazón después del bloqueo (μm ²) K ₂ : Permeabilidad del corazón después de remover el bloqueo (μm ²) C: Concentración de la solución de enzima biológica	RRP1: Índice de reducción de la permeabilidad ED: Grado del daño RRP2: Índice de restablecimiento de la permeabilidad. EPR: Grado de remoción del daño.
--	--

Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

Los resultados de los experimentos de simulación mostraron que, es más eficaz remover el daño en corazones con una permeabilidad mayor a 1μm², que removerlo en los de permeabilidad menor a 1μm². La razón es que, para los corazones con permeabilidad menor a 1μm², la materia orgánica liberada por la enzima biológica junto con esta pueden bloquear la garganta del poro, este efecto es denominado como efecto Jamin, el cual reducirá la permeabilidad relativa a la fase aceite. Mientras que para los corazones con permeabilidad mayor a 1μm², la materia orgánica liberada por la enzima puede fluir con facilidad, por tanto la remoción del daño en estos corazones es más eficiente.

Figura 26. Relación entre la concentración de enzima biológica y el grado de remoción de daño (EPR)



Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

Los resultados de las pruebas de desplazamiento de corazones también indican que la enzima biológica utilizada con una concentración mayor al 5% puede aumentar en grandes proporciones la recuperación de aceite cuando el corazón tiene una permeabilidad mayor de $1 \mu\text{m}^2$.

- **Aplicaciones en campo**

De acuerdo a los resultados de las pruebas realizadas, la enzima biológica se aplicó para remover el daño en el yacimiento Y8 del Campo Shengli. Según las condiciones geológicas y la predicción del incremento de la tasa de aceite, se puede decidir los volúmenes porosos inyectados de solución de enzima biológica,

para pozos verticales los volúmenes porosos inyectados varían entre 0,3 m³ y 0,5 m³ por metro de capa, mientras que para los pozos horizontales los volúmenes porosos inyectados están del 10 al 20% de la cantidad para pozos verticales. La tabla 20 muestra los resultados principales de la aplicación en campo. Los resultados de la aplicación demuestran que la enzima biológica es eficiente para remover el daño, el cual es causado por la depositación de resinas y asfáltenos, en yacimientos de crudo pesado, al mismo tiempo, la tasa de producción diaria de aceite puede mejorar significativamente.

Tabla 20. Resultados del tratamiento en pozo para el yacimiento Y8

Pozo	Tasa de producción diaria antes de remover el daño			Tasa de producción diaria después de remover el daño		
	Líquido (m ³)	Aceite (m ³)	Corte de agua	Líquido (m ³)	Aceite (m ³)	Corte de agua
Y8-52	0	0	30~50%	22	21,1 (133 bbl)	2%
Y8-44	0	0	0	3,4	3 (19 bbl)	12%
Y8X4	0	0	0	8,7	7,6 (48 bbl)	13%
Y8-33	36,6	17,9 (113 bbl)	51%	48,0	30,7 (193 bbl)	36%
Y8-42	32,5	12,3 (77 bbl)	63%	53,2	22,5 (142 bbl)	57,7%
Y8-22	8,4	6,7 (42 bbl)	20%	9,3	7,2 (45 bbl)	22%

Fuente: Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

2.11.2 Estados Unidos

2.11.2.1 Campo Prue Ranch, Pozo Hitzfelder # 3⁴⁹

- **Resumen Histórico del Pozo Hitzfelder #3**

El pozo Hitzfelder # 3 está ubicado en el campo Prue Ranch (Anacacho) Texas y fue perforado en 1997. En marzo de 2007 contaba con una producción acumulada de 108.411 barriles de aceite con una gravedad API de 34°. El pozo cuenta con una combinación de empuje por gas disuelto y agua. La formación está localizada en una zona detrítica en la interfase de la caliza de Anacacho y la formación serpentina. La zona detrítica tiene fracturas naturales las cuales se abrieron por acidificación.

El pozo se completó a finales de 1997 con 8.522 barriles de aceite producidos durante los últimos dos meses de ese año. En 1998, la primera producción anual de este pozo fue de 36.751 bbl ó aproximadamente 101 BOPD. La producción desde entonces empezó a declinar a un ritmo moderado y luego a un ritmo acelerado desde comienzos del 2001.

En el 2005 tuvo un promedio de producción de 3,7 BOPD. El 11 de febrero del 2006 se realizó un trabajo de acidificación y después de 4 horas se colocó una bomba. Esto ayudó a restaurar la producción. El 31 de mayo del 2006, la producción promedio de 9 días antes del tratamiento con enzima biológica fue de 4,34 BOPD.

⁴⁹ Gray, John. Analysis of EEOR Using Greenzyme for Prue Ranch (Anacacho) Oilfield, Hitzfelder #3 Lease. Texas, EE.UU. 2007 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Datos Básicos del Pozo Hitzfelder #3**

Tabla 21. Información Básica del pozo Hitzfelder.

Descripción	Cantidad	Unidad
Máxima Producción Anual	36.751	bbl
Profundidad Total	3218	pies
Perforaciones	2991 y 3001	pies
Gravedad	34	°API
SN	2886	pies
Tamaño del Pozo	7-7/8 (con casing de 4-1/2 bajado hasta 3182 pies)	pulg
Tamaño del Pozo	12-1/4 (con casing de 8-5/8 bajado hasta 354 pies)	pulg
Tamaño del Tubing	2-3/8 a 3017 pies	pulg
Bloqueos	3182	pies
Corte de agua	3-4 bbl de agua por día	
Porosidad	cero (solo hay fracturas)	%
Permeabilidad	cero (solo hay fracturas)	mD

Fuente: Gray, John. Analysis of EEOR Using Greenzyme for Prue Ranch (Anacacho) Oilfield, Hitzfelder #3 Lease. Texas, EE.UU. 2007 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Resultados después del Tratamiento usando Enzimas Biológicas**

- En la tabla 22 se muestra el incremento de producción mensual para el pozo Hitzfelder # 3 donde se puede ver el impacto positivo de la estimulación con enzimas.

Tabla 22. Información sobre el incremento de producción mensual

Fecha	Incremento de Producción (Promedio mensual)	Descripción
jun-2006	3,28 BOPD	El pozo se cerró durante los primeros 5 días. La producción se reanudó y se incrementó a 10 BOPD a medida que el crudo se acumulaba cerca a la cara del pozo, pero esto sucedía durante tiempos cortos.
jul-2006	3,31 BOPD	La producción no mostró grandes cambios. El pozo fue cerrado a final de mes para reparaciones.
ago-2006	6,14 BOPD	La producción del pozo se incrementó a 10 BOPD momentáneamente, sin embargo comenzó a mostrar más mantenimiento que incremento en la tasa de producción al final del mes.
sep-2006	8,30 BOPD	La producción diaria mostró incrementos en algunos casos entre 11 y 13 BOPD. El tratamiento de enzimas mostró un impacto positivo en la producción.
oct-2006	8,81 BOPD	La producción diaria se sostuvo en altos niveles. El incremento de producción continúa manteniéndose.
nov-2006	8,64 BOPD	La producción del pozo estuvo algunos días en el rango de 10 BOPD.
dic-2006	7,86 BOPD	La producción disminuyó lentamente.
ene-2007	6,20 BOPD	La producción declinó pero continuaba en niveles elevados.
feb-2007	5,65 BOPD	La producción siguió disminuyendo. El pozo tuvo problemas mecánicos. El pozo se cerró durante dos días y medio para reparaciones.
mar-2007	6,34 BOPD	La producción total de aceite se incrementó a aproximadamente 40 bbl desde febrero. La producción se sostuvo en altos niveles durante 9 meses después del tratamiento inicial con enzimas.
abr-2007	4,57 BOPD	La producción comenzó en altos niveles pero empezó a disminuir. El pozo experimentó ruptura el 8 de abril que redujo un día de producción.
may-2007	5 A 6 BOPD	Los datos de producción están incompletos para este mes.

Fuente: Gray, John. Analysis of EEOR Using Greenzyme for Prue Ranch (Anacacho) Oilfield, Hitzfelder #3 Lease. Texas, EE.UU. 2007 [online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- El pozo Hitzfelder # 3 mostró un incremento sostenido en la producción después del tratamiento con enzimas biológicas. El promedio de producción mensual más alto fue de 8,81 BOPD en octubre de 2006, siendo éste el doble de la producción promedio antes del tratamiento, que era de 4,34 BOPD.

Adicionalmente se presento incrementos del aceite producido durante 2006 y 2007 a altos niveles, después del tratamiento.

- El tratamiento en el pozo Hitzfelder # 3 tuvo varios episodios de remoción de squeezes con enzimas biológicas en la formación. Cuando se bombeó la enzima, se obtuvo un incremento despreciable en la presión del pozo y las fracturas permeables fueron invadidas con la enzima. En la implementación se tuvo en cuenta que el fluido inyectado estuviera cerca a la cara del pozo. Cuando mejoró la producción del pozo, se demostró que la enzima también funciona para crudos con alta gravedad API (de 34 para arriba).

2.11.3 Venezuela

2.11.3.1 Pozos en el Estado de Zulia⁵⁰

- **Resumen Histórico de los Pozos en Zulia**

Zulia está ubicado al noroccidente de Venezuela donde la producción de crudo es significativa. Los trabajos que se realizaron fueron Off-Shore y On-Shore en las islas alrededor del lago Maracaibo. El primer pozo tratado fue en noviembre del 2000. A continuación se presenta una lista de los pozos:

PB-0326	PB-0515	PB-0593	PB-737	PB-846	PB-842
PB-736	LR-282	PB-476	PB-864-A	PB-138	PB-72

La gravedad API de los crudos en estos pozos está entre 13 y 40 grados y la profundidad entre 8.000 y 18.000 pies. Los pozos estaban produciendo entre 10 barriles de petróleo por día (BOPD) a 50 BOPD.

⁵⁰ Greenzyme Oil Well Treatments in the State of Zulia, Venezuela. PDVSA and Global c.a. 2001[online] Available from Internet: <<http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>>

- **Resultados Después del Tratamiento Usando Enzimas Biológicas**

Un 90% de los pozos tratados tuvieron éxito. En los pozos exitosos el incremento mínimo de aceite producido fue de 100 BOPD con algunos pozos que llegaron hasta 300 BOPD de producción inicial. Los primeros tratamientos en los pozos se realizaron en el año 2000 y todavía en junio de 2001 continuaba el mejoramiento de la producción con una leve caída en la tasa. El rendimiento de estos pozos duró aproximadamente 12 meses o más, manteniendo niveles elevados de producción antes de ver una disminución gradual en la tasa.

3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMAS BIOLÓGICAS EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS

Ante un tratamiento de estimulación, no todos los pozos presentan el mismo comportamiento, depende en gran manera de la naturaleza propia del aceite, de las características del yacimiento y del estado del pozo. En base a lo anterior se desarrolló una metodología para seleccionar e identificar los criterios de pozos y las pruebas de laboratorio necesarias para la estimulación con enzimas biológicas. Con este fin se utilizarán correlaciones que permitan estimar los parámetros requeridos para la estimulación con enzimas biológicas de una forma práctica, sencilla y eficiente. Para el desarrollo de la metodología se utilizará las ecuaciones de daño, índice de productividad, entre otras.

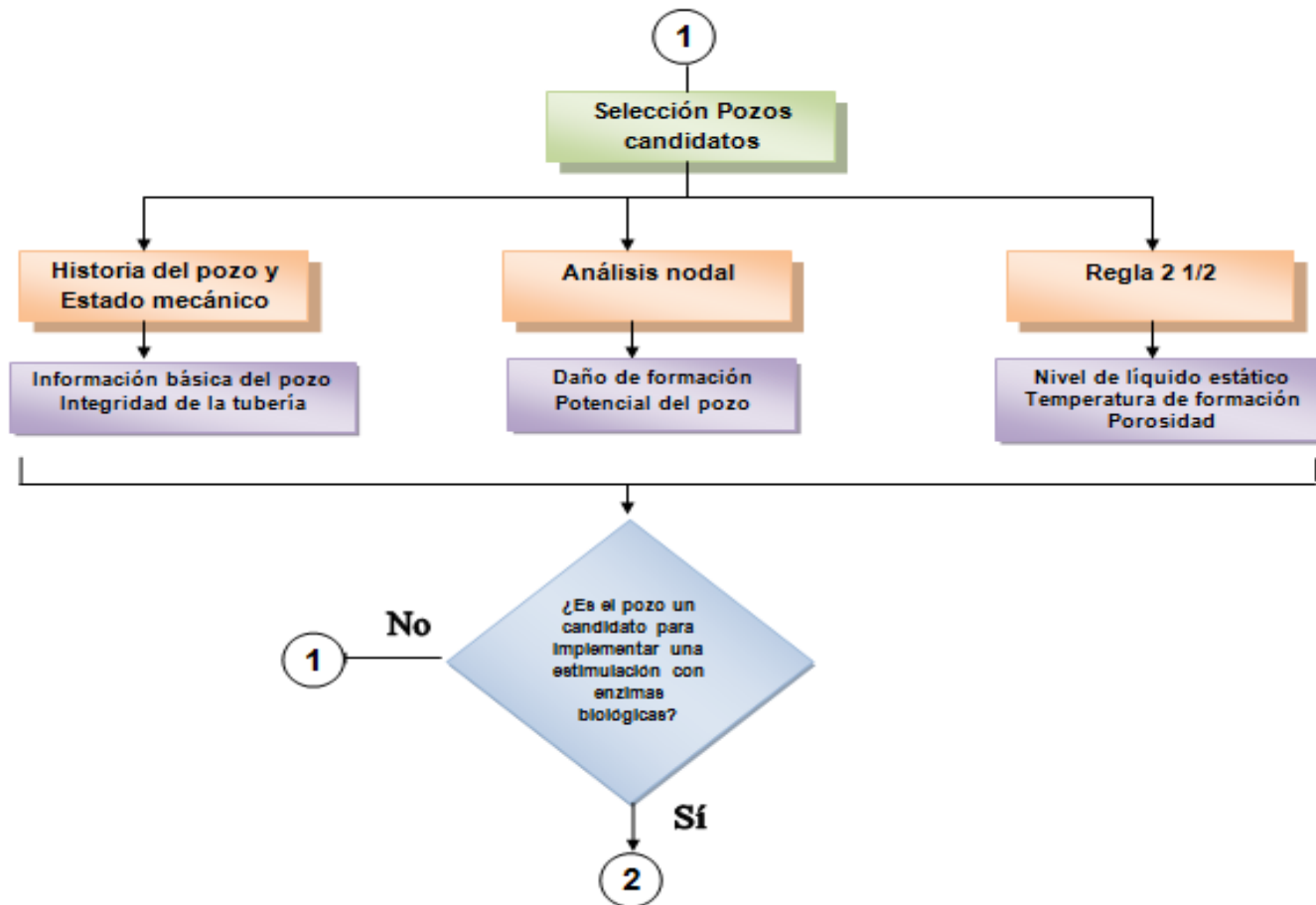
La figura 27 muestra un algoritmo de la metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos.

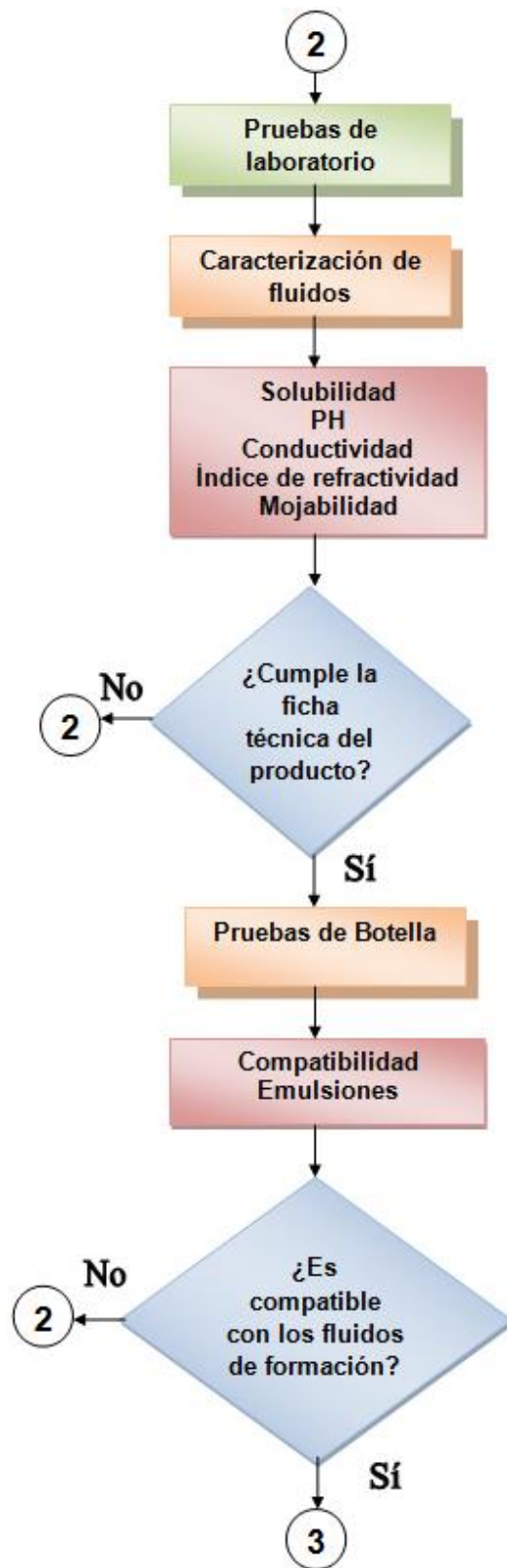
En este capítulo se explicará cada parte que conforma la metodología planteada. Esta metodología consta de dos partes principales: la selección de pozos candidatos y las pruebas de laboratorio que se deben realizar para la evaluación de las enzimas como técnica para tratar daños de formación.

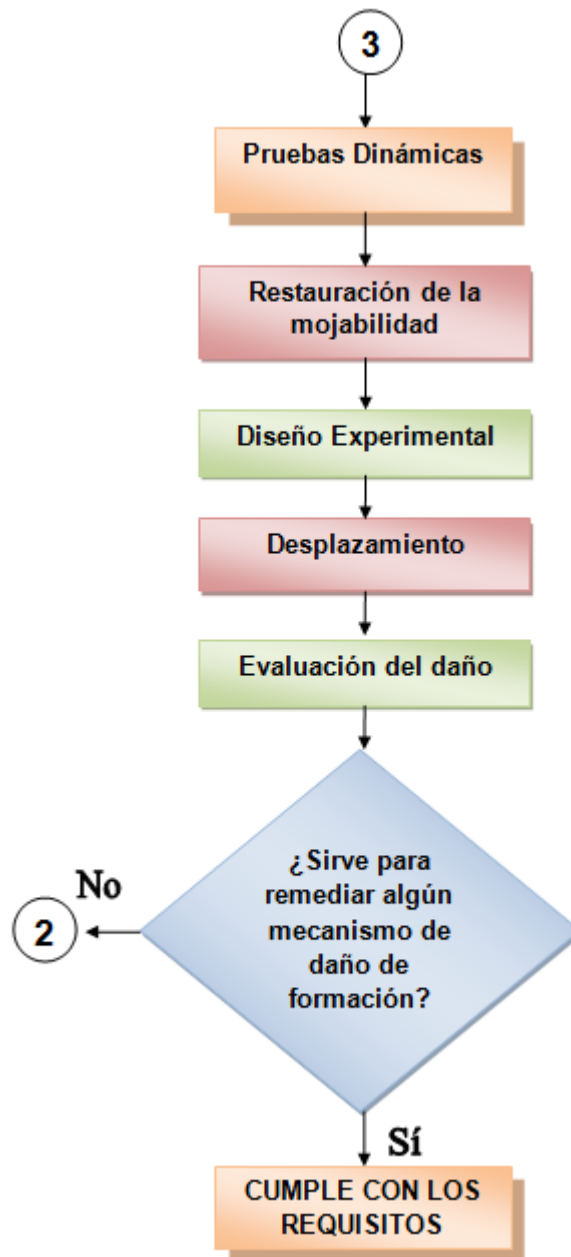
La primera parte consiste en la selección de pozos candidatos para estimulación con enzimas biológicas. Estos criterios se basan en la historia del pozo y el estado mecánico como recopilación de la información fundamental para aplicar los siguientes criterios que son el análisis nodal y la regla $2 \frac{1}{2}$. La regla $2 \frac{1}{2}$ es aplicada para la estimulación con enzimas biológicas y se basa en el nivel de líquido estático del pozo, la temperatura y la porosidad de la formación.

La segunda parte presenta los procedimientos de las pruebas recomendadas para la evaluación de las enzimas. Están organizadas en tres bloques: caracterización de la enzima, pruebas de botella y pruebas de desplazamiento.

Figura 27. Algoritmo de la metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos.







Fuente: Los autores basados en SCHLUMBERGER. De las propiedades de los yacimientos a las soluciones de estimulación. [online] Available from Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/p42_60.ashx> y en las sugerencias del Ingeniero Luis Felipe Carrillo para las pruebas de laboratorio.

3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN CON ENZIMAS BIOLÓGICAS

3.1.1 Historia del pozo y Estado mecánico

El éxito de una estimulación de pozos depende básicamente de las condiciones en que se encuentren los pozos. Se necesita la información técnica, integrada por su etapa de perforación, terminación, producción y operaciones realizadas durante su vida productiva (reparaciones, redisparos, cambios de intervalo, cambios de aparejo de producción, tratamientos de estimulación, etc.)

Es fundamental tener en cuenta las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento, sus variaciones durante la explotación y como los fluidos son producidos en la superficie. Estos datos incluyen los análisis de estudios de núcleos de formación, de pruebas PVT, análisis petrofísicos y pruebas de variación de presión, pruebas de producción, registros de presión de fondo y curvas de incremento y decremento de presión.

Siendo el daño un factor que afecta la productividad del pozo, se debe identificar con exactitud su origen, tipo y localización con el objeto de definir cuáles pueden ser remediados por la estimulación con enzimas biológicas. Por esta razón se debe verificar si se han realizado estudios de daño de formación en el campo, con el fin de conocer el tipo de daño y por lo consiguiente la manera de removerlo. Si no se ha desarrollado estudios de daño de formación y es un campo maduro, se puede conocer el tipo de mecanismo de daño por la experiencia de los años de producción.

Otro punto clave para realizar una estimulación es revisar el estado mecánico del pozo. Antes de considerar el uso de enzimas biológicas en un pozo de petróleo, se

necesitará realizar pruebas de presión en el tubing y en el casing, para determinar su condición, ya que esto verifica que la tubería pueda resistir las altas presiones de la estimulación sin colapsar. Igualmente se debe comparar la presión de bombeo con las presiones de estallido de la tubería, con el fin de asegurar que no se presente ningún inconveniente durante el tratamiento. También se debe revisar que el pozo no presente pescados o restricciones que puedan impedir el desarrollo normal del tratamiento.

Adicionalmente, se tiene que realizar una inspección al equipo de trabajo para que esté en excelentes condiciones y el equipo de producción pueda manejar un aumento significativo en el volumen total de líquido producido.

Si el pozo a estimular tiene un sistema de levantamiento artificial, al momento de aplicar el tratamiento se debe retirar.

El análisis de esta información servirá para realizar un análisis nodal y para examinar si el pozo cumple con la regla 2 ½.

3.1.2 Análisis Nodal

Con el objeto de determinar cuánto incremento de producción se obtendría al aplicar un tratamiento de estimulación que permitiera remover el daño de formación, se plantea realizar un análisis nodal utilizándose los datos del pozo, como el bloque al que pertenece, la zona productora, la permeabilidad, la presión estática, el factor volumétrico de formación del aceite, la viscosidad del aceite, el espesor, el radio del pozo, radio de drenaje, la presión de fondo fluyendo, el caudal, los tiros/pie, el cañón utilizado, °API, el factor skin, etc.

En esta parte será descrito el procedimiento para desarrollar el análisis nodal. Se aplicará los conceptos del capítulo 1, relacionados con el cálculo y la construcción de curvas IPR e índice de productividad.

Se tomará como nodo solución el fondo del pozo ubicado en el punto medio de las perforaciones, ya que el yacimiento queda aislado del sistema de tuberías, lo que permite detectar el efecto de un cambio en la presión promedio del yacimiento sobre las tasas de flujo, reflejado en las curvas IPR. Este nodo solución es la mejor forma de ilustrar los efectos de la remoción del daño por algún tipo de estimulación realizada al pozo.

1. El primer paso es conocer el valor del factor skin. Este valor es de suma importancia ya que no es rentable estimular un pozo que no presenta daño. Se debe catalogar los pozos según este factor. Cuando el pozo tiene un skin > 0 significa que está dañado. Cuando el skin < 0 significa que el pozo está estimulado y producirá más de lo esperado y cuando el skin $= 0$ es porque el pozo está sin alterar.

Después de saber que la baja productividad del pozo se debe a daño de formación, se debe analizar si este tipo de mecanismo de daño puede ser tratado con la inyección de soluciones de enzimas biológicas.

2. Si el tipo de mecanismo de daño de formación se puede remover con enzimas biológicas, el siguiente paso es calcular los valores de índice de productividad y el caudal máximo del pozo, para realizar una comparación de la capacidad de producción del pozo con su producción actual. Este ítem es muy importante en la selección de pozos candidatos para la estimulación con enzimas biológicas ya que permite determinar si el pozo puede producir más de lo que actualmente está produciendo y así poder realizar una predicción asumiendo que el pozo está estimulado. Esta predicción es un parámetro para ir

clasificando cuales pozos pueden ser tratados y cuáles no, debido a que se puede pronosticar el incremento en la producción.

Para calcular el Índice de productividad se utiliza la ecuación 3. Los datos utilizados para obtener el IP se deben encontrar en la recopilación de la información.

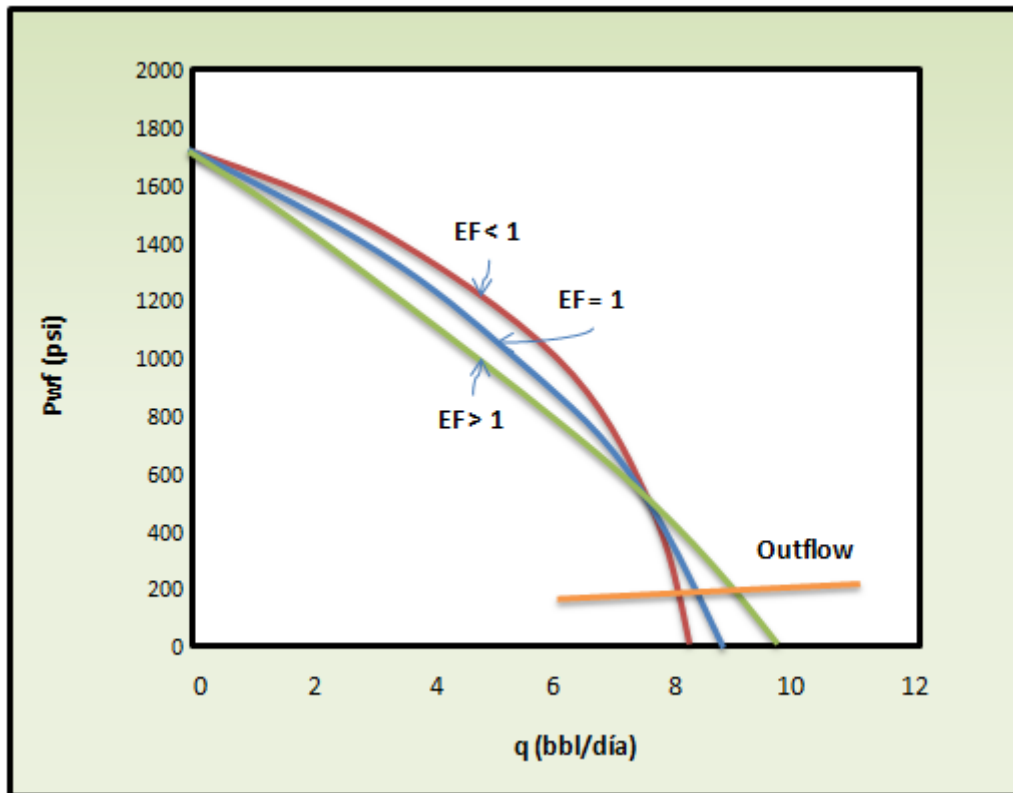
Para el caso de tomarse como nodo solución el punto medio de las perforaciones, la curva Inflow no es más que la curva IPR del pozo. En la construcción de curvas IPR se utiliza el método de Vogel – Standing para tres valores diferentes de eficiencia de flujo que simulan escenarios en donde el pozo está dañado, tiene factor skin igual a cero, y para un pozo estimulado.

- I. Para asumir las eficiencias se realiza una sensibilidad a las eficiencias de flujo que pueden permitir el análisis del comportamiento del pozo en diferentes escenarios.
- II. Se determina un punto de prueba futuro. Éste se puede conseguir de las tasas de producción esperadas al realizar una estimulación.
- III. Inicialmente se supone un valor de eficiencia de flujo igual a 1. Con este valor se calcula el índice de productividad por medio de la ecuación 14. En este punto se toma en cuenta el valor definido en el ítem II.
- IV. Después de calcular J, se varían los valores de P_{wf} y se obtiene unos datos con los que se puede construir la curva IPR.
- V. Graficar la curva Inflow con los datos del ítem anterior.

- VI. Con los datos de EF y J utilizados en el punto III, se calculan los nuevos valores de IP para los valores de eficiencia de flujo escogidos con la ecuación 15. Después se repite el mismo procedimiento de los ítem IV, V y VI.
- VII. Se grafican en el mismo plano las curvas elaboradas en los pasos anteriores, proporcionando así una familia de curvas que corresponden a las condiciones actuales de producción del pozo.
- VIII. Después de construir las curvas inflow ahora se construye la curva outflow. La curva outflow es de gran importancia ya que es el resultado de un análisis de pruebas tomadas al pozo a lo largo de su historia y permite establecer una relación entre el caudal y las pérdidas de presión a través de la sarta de producción. Para fabricar estas curvas se debe revisar si el pozo fluye naturalmente o presenta algún tipo de levantamiento artificial.
- IX. Para seguir con la explicación del desarrollo de la curva outflow se asume que el pozo tiene un sistema de producción que incluye bombeo mecánico. De la información recopilada para este tipo de pozo se comienza a calcular el valor correspondiente de P_{wf} asociado a cada una de las pruebas. Para desarrollar lo anterior se emplea la ecuación 24.
- X. Graficar P_{wf} vs Q obtenidos en el paso anterior.
- XI. Incluir la curva outflow en el mismo plano de las curvas inflow, obtenidas en el ítem VII.
- XII. Leer la intersección entre las curvas y definir las condiciones óptimas de operación.
- XIII. Reportar los resultados.

En la figura 28 se muestra un ejemplo de cómo deben quedar las curvas IPR para un pozo.

Figura 28. Curvas IPR para un pozo.



Fuente: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela: Cied-Intevep, 1984.

El paso siguiente es analizar las curvas obtenidas, observando cual presenta mejor comportamiento al momento de realizar una estimulación y aumentar la eficiencia.

Con la historia del pozo, el estado mecánico y el análisis nodal ya se pueden escoger los pozos a los cuales se les puede implementar una estimulación. Ahora se escogerán cuales son los pozos candidatos para la estimulación con enzimas biológicas basados en la regla 2 ½.

3.1.3 Regla 2 ½

También cada uno de los pozos de petróleo donde se vaya a implementar las enzimas biológicas necesita cumplir con las simples “Reglas del 2-1/2”. Si un pozo de aceite cumple con las reglas 2-1/2 se ha identificado un buen pozo candidato para aplicación de enzimas biológicas. Estas reglas se deben verificar antes de cada aplicación.

“Reglas del 2-1/2”:

a) Regla 1: hay un Nivel de Líquido Estático (NLE) presente en el anular del pozo arriba de la formación productora de petróleo. Este NLE puede ser fácilmente detectado por la cuadrilla de campo, usando instrumentos simples. Si los instrumentos simples fallan en detectar el nivel NLE, se trata de bombear más agua producida dentro de la formación y ejecutar otra prueba de NLE.

Si lo encuentra, un NLE debería ser medido arriba de la formación arenífera productora de aceite, este pozo de petróleo cumple con la Regla 1.

b) Regla 2: La temperatura de punto de fluidez del aceite crudo debe ser menor que la temperatura de formación. La temperatura de la formación, debe ser al menos 20 grados más alta que la temperatura del punto de fluidez del aceite crudo. Por ejemplo: si la temperatura de punto de fluidez del aceite crudo es 35 °C, y la temperatura de la formación arenífera es 65°C, entonces:

$$T_f - T_{pp} = 65 - 35 \text{ °C} = 30\text{°C}, \text{ lo cual es mayor a } 20 \text{ °C}.$$

T_f = Temperatura de la formación

T_{pp} = Temperatura de punto de fluidez del aceite crudo

Este pozo de petróleo cumple con la Regla 2, y es aceptable para aplicaciones de enzimas biológicas.

Si la diferencia en temperatura en el ejemplo anterior es menor de 20 °C, no se debe utilizar enzimas biológicas en este pozo, porque aun si una gran cantidad de crudo es liberado por la enzima biológica en la formación, este aceite puede estar cayendo en una etapa de “congelamiento”, y eventualmente puede ser demasiado difícil empujarlo a través del tubing hasta la superficie.

Si el aceite crudo producido desde el pozo de aceite hasta superficie es pobre a temperatura de ambiente, aún en el mes más frío del año, entonces este pozo cumple automáticamente la Regla 2.

- c) Regla ½:** Esta regla media cuantifica solo la porosidad de la formación. Debido a la complejidad de la formación geológica y la historia de producción de cada pozo, esta regla, direcciona solo la porosidad de una formación. Esto es usado solo como una estimación, de resultar exitosa, de incrementos esperados de producción en crudo después de las aplicaciones de una enzima biológica.

En la tabla 23 se muestra los resultados que se pueden obtener utilizando enzimas biológicas dependiendo de la porosidad de la formación.

Tabla 23. Posibles resultados de aplicaciones de enzimas biológicas según la porosidad de la formación

POROSIDAD	RESULTADOS
$\phi > 20 \%$	Después de la aplicación exitosa de la enzima, el incremento de producción de aceite crudo puede ser muy significativo; muchos pozos tratados han registrado incrementos de producción en más de 5 veces.
$15\% < \phi < 20 \%$	Después de la aplicación exitosa de la enzima, el incremento de aceite puede ser muy bueno, muchos pozos tratados han registrado un incremento de producción de tres a cinco veces.
$10\% < \phi < 15 \%$	Después de la aplicación exitosa de la enzima, el incremento en la producción de aceite crudo puede ser bueno, muchos pozos tratados han registrado un incremento de producción de dos a tres veces.
$\phi < 10 \%$	Después de la aplicación exitosa de la enzima biológica, el incremento en aceite crudo puede ser marginal, muchos pozos tratados han registrado un incremento de producción del 25% al 75%. Aunque este resultado es considerado exitoso, algunos autores estiman que es un incremento marginal.

Fuente: Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

Se llama a esto la regla media, como se puede ver en la tabla anterior, si la porosidad es buena, el incremento de producción de aceite puede ser excelente; si la porosidad es mala, el incremento de producción de aceite puede estar en el rango porcentual, en lugar de varias magnitudes de incremento. Esto no es garantía implícita ya que puede variar debido a factores desconocidos como

formaciones geológicas complejas, limitaciones y/o dificultades mecánicas y problemas en la historia de producción atribuidos a cada pozo individual.

Si el pozo donde se va a implementar esta tecnología cumple con las reglas del 2 ½, se convierte inmediatamente en un pozo candidato para aplicaciones con enzimas biológicas. Si el pozo tiene suficiente presión en fondo, se convierte inmediatamente en un muy buen candidato para estas aplicaciones.

El ingeniero a cargo del proyecto de estimulación de pozos, decide como va a realizar esta estimulación con la información de la que dispone, él puede elegir los criterios que le aseguran el éxito del trabajo.

3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO RECOMENDADAS PARA LA SELECCIÓN DE ENZIMA BIOLÓGICA EN LA ESTIMULACIÓN DE POZOS

Después de seleccionar los candidatos a implementar la estimulación con enzimas biológicas, es de vital importancia conocer las características litológicas de la roca productora, así como su composición mineralógica. Del análisis de la información anterior se busca la similitud mineralógica y petrográfica entre las formaciones, para determinar los rangos y las características más representativas del campo petrolero, para así escoger los núcleos de las formaciones productoras más representativos de los pozos a estimular.

La selección de una enzima biológica está basada en pruebas de laboratorio, algunas de ellas con procedimientos descritos en la norma API RP 42. Estas pruebas se realizan para determinar si la enzima biológica a inyectar es recomendable en tratamientos de campo.

El objetivo es analizar la información que se tiene de las enzimas biológicas tomándolas en cuenta para emitir conclusiones y recomendaciones para prácticas

al respecto. Las pruebas recomendadas para la selección de una enzima biológica para el tratamiento de pozos son: caracterización de la enzima, pruebas de botella y pruebas dinámicas.

Las pruebas de laboratorio recomendadas para el tratamiento con enzimas biológicas:

a) Caracterización de la enzima

- Solubilidad
- PH
- Conductividad
- Índice de Refractividad
- Mojabilidad

b) Pruebas de botella

- Compatibilidad
- Emulsiones

c) Pruebas dinámicas

- Desplazamiento

3.2.1 Caracterización de la Enzima

Este procedimiento de caracterizar la enzima se realiza con el fin de comprobar la ficha técnica del fluido a utilizar en la estimulación de pozos.

- **PRUEBA DE SOLUBILIDAD⁵¹**

Esta prueba se realiza para comprobar si la enzima biológica es soluble en el fluido de tratamiento o en el fluido transportador, que en este caso el recomendado sería el agua de formación o salmuera. Es importante conocer esto ya que si la enzima biológica no es muy soluble flotaría en la superficie del tratamiento o será filtrada por la cara de la formación, disminuyendo su eficiencia en los resultados obtenidos.

Equipos y Materiales

- a. Probeta 100 ml
- b. Cronómetro
- c. Solución de salmuera
- d. Varilla de agitación

Procedimiento

Se preparan 100 ml de agua de formación o salmuera y se agrega la enzima biológica en las concentraciones que se desean probar. Se usa una varilla de agitación hasta obtener una mezcla homogénea y se observa periódicamente durante un tiempo de dos horas. Si se forman dos fases o la mezcla no es completamente homogénea puede ser un indicativo que la enzima no es totalmente soluble en el fluido transportador y por consiguiente no debe utilizarse esta enzima.

⁵¹ QUINTANA, Javier Eduardo. Evaluación de Trabajos de Estimulación Orgánica en Pozos del Campo Yariguí – Cantagallo. Tesis de Grado, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2008.

- **MEDICIÓN DE PH**⁵²

Se realiza para medir la relativa acidez o alcalinidad de un fluido. Es un factor muy importante en muchos procesos y tiene una gran influencia en la tendencia incrustante o corrosiva de un fluido. En este caso el fluido sería la enzima biológica. Su medición se realiza con un peachimetro.

Procedimiento

El peachimetro debe estar calibrado antes de la práctica. La medida se realiza sumergiendo el electrodo de medición directamente en la muestra. La lectura se tomará tan pronto se estabilice.

- **CONDUCTIVIDAD**⁵³

Este procedimiento se realiza para conocer la conductividad de la enzima biológica. La mayoría de las sustancias inorgánicas se ionizan cuando se encuentran disueltas en compuestos polares. Estas soluciones por lo tanto, conducen una corriente eléctrica razón por la cual se les denomina “Electrolitos”. Cuando compuestos inorgánicos como el Cloruro de Sodio y el Sulfato de Sodio están en solución, se disocian en iones positivos y negativos, estos iones conducirán la electricidad en proporción a la cantidad de ellos presentes en el fluido. La conductividad específica se usa comúnmente para indicar la concentración total de los constituyentes ionizados de un fluido. En este caso el fluido será una enzima biológica.

⁵² ZARATE, Germán. Guía de prácticas para el laboratorio de crudos y aguas, Bogotá, 2005 [online] Disponible en Internet: <<http://www.uamerica.edu.co/pub/Petroleos/DocumentosCrudos/GUIAS.pdf>>

⁵³ ZARATE, Germán. Guía de prácticas para el laboratorio de crudos y aguas, Bogotá, 2005 [online] Disponible en Internet: <<http://www.uamerica.edu.co/pub/Petroleos/DocumentosCrudos/GUIAS.pdf>>

Procedimiento – Conductivímetro Jenway

Se conecta la celda de conductividad a la toma de 7 pines. Luego, se pulsa ON para encender el instrumento y también MODE hasta que aparezca en la pantalla 1.0 SET K. Este valor debe permanecer constante en el instrumento si la constante de la CELDA es 1 o mayor. De nuevo se pulsa MODE y aparecerá T en °C. En esta posición se toma la temperatura. En la probeta plástica de 250 ml, se toma aproximadamente 110 ml de enzima biológica. Luego, se introduce la celda en la muestra y se revisa que el nivel de enzima biológica llegue hasta el aforo de la celda. Se pulsa nuevamente MODE, aparecerá una lectura mS (milisiemens). Finalmente se pulsa una vez más MODE y entonces aparecerá una nueva lectura en μ S (microsiemens). Se reporta esta lectura y la temperatura correspondiente.

- **ÍNDICE DE REFRACCIÓN⁵⁴**

Esta prueba se realiza para medir el grado de pureza de un fluido o el grado de concentración y densidad de una solución. El índice de refracción es una magnitud característica para cada fluido o solución y está directamente vinculada a otras propiedades. La medición del índice de refracción se realiza por medio de un refractómetro. Estos son instrumentos ópticos de alta precisión y de un sencillo manejo, se basan en la refracción de la luz al pasar por un prisma. Se usan frecuentemente para reconocer un producto dado, para medir y regular su grado de concentración y para el control de calidad.

⁵⁴ ZARATE, Germán. Guía de prácticas para el laboratorio de crudos y aguas, Bogotá, 2005 [online] Disponible en Internet: <<http://www.uamerica.edu.co/pub/Petroleos/DocumentosCrudos/GUIAS.pdf>>

Procedimiento

El primer paso a realizar es limpiar y secar cuidadosamente la tapa y el prisma antes de comenzar la medición. Luego, se pone 1 ó 2 gotas de la enzima biológica en el prisma, al cerrar la tapa, la muestra se reparte homogéneamente entre la tapa y el prisma. Se puede utilizar una pipeta para poner la muestra sobre el prisma principal. Se debe evitar que se formen burbujas de aire, ya que esto podría tener un efecto negativo en el resultado de medición.

Se sostiene el refractómetro bajo la luz solar y se podrá ver la escala a través del ocular. El valor se tomará entre el límite claro/oscuro. Girando el ocular se podrá ajustar y precisar la escala.

- **PRUEBAS DE MOJABILIDAD⁵⁵**

En la norma API RP 42 se describen varios métodos para medir la mojabilidad; sin embargo en este trabajo se presenta únicamente la prueba visual de mojabilidad. Este método proporciona un rápido y simple procedimiento para determinar cualitativamente la tendencia humectante de la superficie de la enzima biológica. Se puede distinguir fácilmente si la tendencia de mojabilidad por agua o mojabilidad por aceite es grande. El grado de mojabilidad intermedia no es fácilmente caracterizado.

⁵⁵ NORMA API RP 42 Prácticas recomendadas para la evaluación a nivel de laboratorio de agentes activos para la estimulación de pozos” *Segunda edición, Enero de 1977. Confirmada Enero de 1990.*

Procedimiento

1. Se coloca 50 ml de una solución acuosa que contenga enzima biológica en la concentración deseada, en una botella y se adiciona 10 ml de la arena de prueba.
2. Después de 30 minutos se decanta la solución dentro de otra botella y cuidadosamente se adiciona 50 ml de aceite encima de la solución. Se tamiza la arena tratada lentamente dentro de la botella permitiéndole a ella caer a través del aceite y el agua.
3. Se observa la dispersibilidad relativa de las partículas o su tendencia a formar aglomerados en la fase acuosa y en la fase aceite alzando una cantidad pequeña de arena con una espátula de semi-micro en la fase aceite permitiéndosele retirar el agua.

Interpretación y observaciones

Las bases para la interpretación de las observaciones de mojabilidad, son:

Emulsión dispersa en agua: fase interna de la emulsión es el aceite, y la fase externa de la emulsión es el agua.

Emulsión dispersa en aceite: fase interna de la emulsión es el agua, y la fase externa de la emulsión es el aceite.

Las partículas que son fuertemente mojadas por agua se dispersan fácilmente en la fase acuosa, pero se aglomeran o aglutinan en la fase aceite. Las partículas que son fuertemente mojadas por aceite se comportan de una forma opuesta.

Debido a que la mojabilidad existe en diferentes grados, entre los extremos de ser fuertemente mojado por agua o fuertemente mojado por aceite, las observaciones de sistemas intermedios son difíciles de distinguir y describir.

Deben considerarse otros factores, además de la dispersión o la aglomeración. Por ejemplo, cuando se utiliza un aceite crudo de color oscuro, la arena mojada por aceite debe aproximarse al color del aceite crudo. Si un aceite crudo tiene tendencia a formar una emulsión espontáneamente en el contacto con soluciones de enzima biológica, la arena puede tener la misma apariencia como si fuera mojada por aceite. En algunos casos un microscopio se puede usar para detectar la emulsión.

3.2.2 Pruebas de Botella

- **PRUEBA DE COMPATIBILIDAD⁵⁶**

En todos los casos es recomendable que los fluidos y productos utilizados en las diferentes operaciones de los pozos, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de formación, y de ser posible con núcleos representativos. Si en estas pruebas se promueve un daño, es posible suponer que se pueda presentar en la formación.

Esta es una evaluación cualitativa del daño que podría generar

La compatibilidad entre los fluidos usados en un tratamiento de estimulación se relaciona con una posible reacción química, la cual generalmente va acompañada con la formación de precipitados.

⁵⁶ QUINTANA, Javier Eduardo. Evaluación de Trabajos de Estimulación Orgánica en Pozos del Campo Yariguí – Cantagallo. Tesis de Grado, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2008.

Procedimiento

Se coloca dentro de una botella limpia la concentración de enzima deseada con agua de formación. Luego se agrega un volumen igual de aceite crudo, libre de sólidos y emulsión. Se tapa la botella y se agita vigorosamente, después de homogeneizarse la mezcla se observa durante dos horas si ocurre formación de precipitados.

- **PRUEBA DE EMULSIONES⁵⁷**

La prueba de emulsión indica la tendencia de la superficie de la enzima biológica a aumentar o disminuir la capacidad de emulsificar un sistema aceite-salmuera o aceite-enzima. Estas pruebas determinan la tendencia a emulsificar pero no las condiciones bajo las cuales ocurren o persisten durante las operaciones de estimulación. La estabilidad de una emulsión se mejora con la presencia de los finos de formación, por lo cual es necesario contar con estas partículas para las pruebas.

Equipos y Materiales

Los equipos y materiales para las pruebas de emulsión incluyen lo siguiente:

- a. Agitador de alta velocidad (Hamilton Beach Modelo 936, o un equivalente con cabeza de disco estándar o un agitador Sargent Welch S-76695).
- b. Beakers para mezclar de 400 ml.
- c. Probetas graduadas de 100 ml
- d. Cronómetro o reloj

⁵⁷ NORMA API RP 42 Practicas recomendadas para la evaluación a nivel de laboratorio de agentes activos para la estimulación de pozos” *Segunda edición, Enero de 1977. Confirmada Enero de 1990.*

- e. Jeringa graduada de 1 ml
- f. Aceite crudo
- g. Enzima biológica
- h. Corazones de formación disponibles o Sílica gel (aproximadamente 85 - 95 % pasando el análisis de malla de 325) y bentonita (bentonita de sodio de Wyoming, tipo cemento no tratada).

Para ilustrar los procedimientos de pruebas requeridos, se considera que se va a emplear agua salada de formación.

Procedimiento para determinar la tendencia a formar emulsiones:

1. Se debe tener muestras del agua que se va a utilizar y del aceite producido del yacimiento. El aceite no debe contener químicos de tratamiento. Se necesitan muestras de la enzima biológica por estudiar y una pequeña cantidad de finos de la formación o sílica gel y bentonita no tratada. Bajo ninguna circunstancia debe usarse en estas pruebas bentonita tratada.
2. Se coloca 25 ml de agua salada en el vaso de 400 ml y se dispersa en el agua 2.5 gr de finos de formación pulverizada o 2.5 gr de una mezcla 50:50 de sílica gel y bentonita.
3. Después se añade al agua salada con los sólidos dispersos, 75 ml de aceite crudo producido. Se agita la solución con el mezclador de 14000 a 18000 rpm durante 30 segundos. Inmediatamente se vacía la emulsión en una probeta de 100 ml y se registra los volúmenes de agua liberada a los 10 minutos y una hora. La prueba generalmente se conduce a la condición de temperatura ambiente.

4. Si después de diez minutos no se tiene la separación del 90% de agua limpia y al cabo de 30 minutos el 100%, generalmente se requiere usar la enzima biológica en el fluido de control empleado para prevenir el daño.

Procedimiento de selección de enzimas biológicas para prevenir la formación de emulsión.

Si está indicado el empleo de una enzima biológica, deben realizarse pruebas para determinar la mejor. Las pruebas para seleccionar la enzima son muy similares a la prueba anterior. La única diferencia radica en agregar la enzima en la concentración deseada al aceite o al agua, antes de agitarlos con el mezclador de alta velocidad. Para determinar la mejor para un tratamiento, se debe repetir el siguiente procedimiento con varias enzimas.

1. Se coloca 25 ml de agua salada en el vaso de 400 ml y se dispersa en el agua 2.5 gr de finos de formación pulverizada o 2.5 gr de una mezcla 50:50 de sílica gel y bentonita.
2. Se adiciona al agua salada con los sólidos dispersos, 75 ml de aceite crudo producido. Se añade la enzima en la concentración deseada. Se agita la solución con el mezclador de 14000 a 18000 rpm durante 30 segundos. Inmediatamente se vacía la emulsión en una probeta de 100 ml y se registra los volúmenes de agua liberada a varios intervalos de tiempo. La prueba generalmente se conduce a la condición de temperatura ambiente.
3. Las pruebas deben repetirse usando diferentes enzimas y porcentajes de las mismas, para determinar la más efectiva al más bajo costo. Si la enzima es eficiente, romperá la emulsión en unos cuantos minutos.

Procedimiento de selección de enzimas para remover una emulsión.

Si se presenta un bloqueo por emulsión en un pozo, deben realizarse pruebas de rompimiento de la emulsión utilizando enzima biológica y muestras de la emulsión producida. Si no se dispone de muestras de la emulsión, la alternativa es preparar en el laboratorio una emulsión similar, empleando fluidos y productos químicos que propician la emulsión. Para emplear este procedimiento, se utiliza pruebas similares para prevenir emulsiones.

Se adiciona la enzima en la concentración deseada, a la emulsión y se agita con el mezclador de alta velocidad durante 30 segundos. Se vacía en la probeta y se registra el porcentaje de agua liberada después de 15 minutos, 1 hora y 24 horas. Generalmente es aconsejable correr varias pruebas de rompimiento de emulsión utilizando diferentes enzimas y concentraciones, para seleccionar la más efectiva y económica.

Los sistemas que no forman emulsiones estables, generalmente no requieren de enzimas en las soluciones de tratamiento. Por el contrario, si los sistemas utilizados en las operaciones previas del pozo, muestran emulsiones estables, el daño al pozo puede deberse al bloqueo por emulsión en la formación.

- **PRUEBA DE SLUDGES EN ENZIMA BIOLÓGICA**

Algunos crudos en contacto con fluidos de tratamiento de pozos precipitan sólidos llamados Sludges, a pesar que los sistemas no exhiban una tendencia a formar emulsiones. Por lo tanto, se debe realizar esta prueba con la enzima biológica ya que es una nueva tecnología y no hay pruebas que me indiquen si ocurre precipitación de estos sólidos. Este procedimiento es útil para demostrar la tendencia de los sludges a formarse a condiciones de laboratorio. Si la tendencia

existe o no a formarse a condiciones de campo o si el agente anti-sludges funciona satisfactoriamente bajo dichas condiciones podrían no ser determinado por este modelo.

Equipos y materiales

Para la prueba de los sludges en enzima biológica se requiere de los siguientes equipos y materiales:

- a. Solución de enzima biológica a la concentración deseada.
- b. Crudo
- c. Baño de agua, temperatura controlada
- d. Botellas con tapa de rosca.
- e. Malla 100, de acero inoxidable, de 3 pulgadas cuadradas.
- f. Botella lavadora llena con Soltrol 130 (Phillips Petroleum Co.)
- g. Botella lavadora llena con agua.

Procedimiento

1. Se Pone la enzima biológica dentro de una botella limpia. Luego, se agrega un volumen igual de aceite crudo, libre de sólidos y emulsión. Se tapa la botella y se agita vigorosamente.
2. Se coloca la mezcla al baño maría a temperatura de la formación y se deja en reposo al menos por 4 horas, preferiblemente que sean 24 horas. Cuidadosamente se pone la mezcla a través de una malla de 100 de acero inoxidable, limpia. Si no quedan sólidos remanentes en la malla, entonces no se formaron sludges, si los sólidos se ven, se lava la malla alternadamente con agua tibia y Soltrol 130. Esto removerá emulsiones y parafinas pero no removerá los sludges causados por la enzima biológica.

3. Se describe la cantidad de sludges de acuerdo a la lista a continuación:
Sin sludges – sin partículas sólidas retenidas en la malla
Trazos – unas pocas partículas en la malla
Cantidad moderada – partículas obviamente presentes
Pesadas – muchas partículas grandes
4. Si se presentan sludges se repite el procedimiento anterior usando esta vez un agente anti-sludge en la concentración especificada por el proveedor.
5. El agente anti-sludges puede influenciar la prueba de emulsiones, si se va a utilizar en el tratamiento de un pozo, las pruebas de emulsión deben incluir este agente como parte de las pruebas sobre el sistema.

3.2.3 Pruebas Dinámicas

- **Restauración de la Muestra**

Las muestras que se va a utilizar en el laboratorio se deben restaurar a condiciones de yacimiento. Si la temperatura de yacimiento es menor de 200 °F, la temperatura de restauración debe ser mayor a este valor y se debe dejar por un tiempo mínimo de veinte horas y después reducir la temperatura para llevar la muestra a su estado original.

El tiempo necesario para lograr la restauración de la mojabilidad, se define como aquel al cual se alcanza el equilibrio roca-fluido y después no hay cambios significativos en la mojabilidad respecto al tiempo. Diferentes autores proponen diferentes tiempos debido a que este depende del tipo de roca y de fluidos con los cuales se realiza la saturación.

Se aconseja someter la muestra de crudo a temperatura de yacimiento y presión y agitar por un tiempo mínimo de 350 horas, esto es una forma de asegurar una muestra representativa del pozo a analizar ⁵⁸

- **PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO**⁵⁹

Este procedimiento de prueba puede ser usado como un indicador de la habilidad de como la enzima modificada puede remover un fluido que bloquea una formación usando muestras de corazón representativa. Se establece la saturación de los fluidos connatos en el corazón apropiado para el tipo de pozo a ser simulado. Después se comienza a inducir un fluido de bloqueo, el cual se trata con las enzimas biológicas. Finalmente se obtiene un fluido móvil apropiado que permite el flujo a través del corazón y se va midiendo la permeabilidad en cada una de las siguientes etapas:

- a. Antes de que el fluido de bloqueo se induzca en el corazón.
- b. Después de que el fluido de bloqueo se forme pero antes que actué la enzima biológica.
- c. Después del tratamiento de la enzima biológica

Los procedimientos, materiales y equipos para estas pruebas, están en la norma API RP 42, sin embargo, es conveniente para una mejor selección de los fluidos de tratamiento, que el equipo utilizado permite simular condiciones de pozo. Esto implica tener un equipo sofisticado para realizar pruebas de desplazamiento a

⁵⁸ Carrillo, Luis Felipe. Curso Depósitos orgánicos prevención y control, 2006.

⁵⁹ NORMA API RP 42 Practicas recomendadas para la evaluación a nivel de laboratorio de agentes activos para la estimulación de pozos” *Segunda edición, Enero de 1977. Confirmada Enero de 1990.*

altas presiones y temperatura, simulando condiciones de yacimiento y desplazamiento de fluidos, y condiciones de inyección y producción.

Materiales

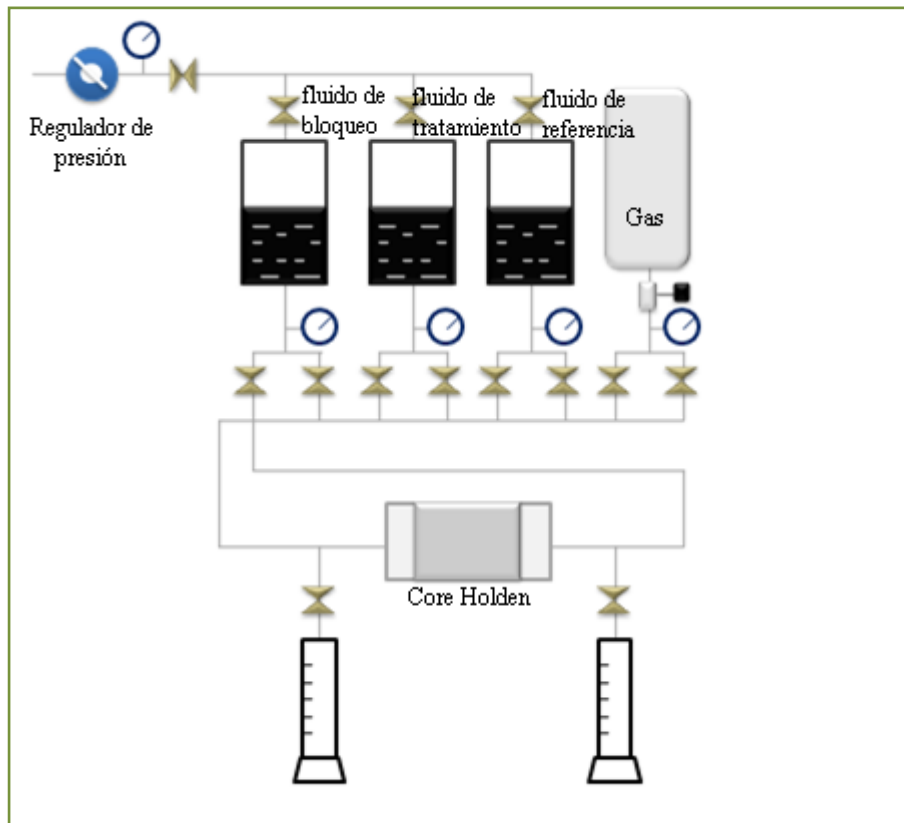
- a.** Corazón: Se requiere una muestra de corazón de la formación a ser tratada. Cuando los corazones no están disponibles, se puede sustituir por otro de permeabilidad y litología similar. Se utiliza un corazón de dos pulgadas de largo y una de diámetro.
- b.** Agua: Se utiliza una salmuera preparada para establecer la saturación de agua connata en el corazón y se mide la permeabilidad a la salmuera. Luego, se prepara la solución con químicos puros, una de los dos: (a) la salmuera sintética tiene la misma composición química que la actual agua de formación ó (b) la salmuera contiene el 90% en peso de cloruro de sodio y 10% en peso de cloruro de calcio. Antes de usar, se filtra la salmuera y desaire con la bomba al vacío por 5 minutos. Se debe minimizar el contacto entre la salmuera preparada y el aire para prevenir la precipitación del carbonato de calcio.
- c.** Aceite de Referencia: Se utiliza un aceite limpio no usado con una viscosidad conveniente para la prueba de laboratorio o representativa del aceite de la formación. Los aceites disponibles comercialmente empleados para este propósito son el Soltrol 130 (Phillips Petroleum Co) and Dispersol (Shell Oil Co). Antes de usarse se debe filtrar el aceite referido a través de un gel de sílice (malla de 200) para remover los agentes de superficie activa. Entonces desaire con la bomba al vacío por dos horas.
- d.** Gas: se utiliza gas nitrógeno para establecer la saturación de gas en el corazón y se mide la permeabilidad al gas.

- e. Enzima biológica: Prepare la solución de acuerdo a las instrucciones del proveedor y a la concentración deseada. Algunos tratamientos de estimulación pueden almacenarse por largo tiempo después de su preparación sin cambios significativos, otros se deben usar rápidamente después de su preparación. Se deben seguir las recomendaciones de los proveedores que se encuentran en el envase en cuanto a métodos de almacenaje para los agentes puros y en solución.

Equipos

- a. Core Holder: Montar el corazón de manera que el fluido atraviese el corazón. Para esta propuesta de montaje se recomienda una manga de goma para el Holder.
- b. Aparato de Flujo: El aparato para esta prueba debe proporcionar:
 - ✓ Desplazar múltiples fluidos de referencia, aceite, agua, gas, y enzimas biológicas o cualquiera y del corazón.
 - ✓ Medir presión, tasa de flujo y volumen acumulado de fluido. En la Figura 4 se muestra un diagrama esquemático de fluido incorporado en los requerimientos. Todo lo que fluye en las líneas entre los buques de fluidos y la cara del corazón debe estar absolutamente limpio. Se deben tomar precauciones para evitar contaminar los sistemas con fluido de tratamiento, productos de reacción o sólidos.

Figura 29. Diagrama esquemático de flujo para prueba de corazones.



Fuente: NORMA API RP 42 "Prácticas recomendadas para la evaluación a nivel de laboratorio de agentes activos para la estimulación de pozos." Segunda edición, Enero de 1977. Confirmada Enero de 1990

- c. Equipo de Bombeo: El método de bombeo no está especificado. El equipo de bombeo debe ser capaz de forzar cada fluido a través del sistema de fluidos a una presión específica constante sin contaminar con aire el fluido inyectado. No se utiliza un sistema donde los fluidos de prueba están en contacto directo con un gas a baja presión. Un tipo de bomba apta para estas pruebas consiste de un pistón libre y tres cilindros. El pistón libre segrega el fluido empujado desde la bomba. Un tipo de bomba alternativa usa una cámara de aire o un diafragma para separar los fluidos. (En un sistema donde los fluidos son bombeados directamente por gas, el fluido llega a saturarse con gas a la

presión de entrada. Como el fluido fluye a través del corazón, la presión cae y el gas puede salir de la solución y reducir la permeabilidad del corazón a la del fluido de referencia.)

Procedimiento

1. Se limpia el corazón suavemente. La manera de limpiarlo esta descrita en la norma API-RP-27: *“Prácticas recomendadas para determinar la permeabilidad en el medio poroso”*. Se seca el corazón en un horno a 200-220 °F por al menos 2 horas. Se deja enfriar y luego se pesa el corazón.
2. Se mide la permeabilidad del corazón al gas a una presión diferencial, menor que 10 psi y a la temperatura del cuarto. Para corazones de baja permeabilidad, puede ser necesario incrementar la presión diferencial de modo que la tasa de flujo del gas sea rápida para ser medida en una longitud de tiempo razonable. La selección del diferencial de presión podría evitar la turbulencia dentro del corazón en la prueba.
3. Se evacua el corazón por al menos una hora con una bomba al vacío a una presión menor de 1 mm de mercurio. Después, se introduce la salmuera lentamente dentro del contenedor evacuado. Se debe permitir que la salmuera empape lentamente el corazón. Cuando el corazón esté completamente cubierto con salmuera se ventea el contenedor a la atmosfera inmediatamente se deja el corazón parado al menos una hora antes de removerlo.
4. Luego se remueve el corazón saturado de la salmuera lavando con agua en exceso y se pesa el corazón. El volumen de poro del corazón es igual al peso de la salmuera (ej. Peso de la humedad del corazón menos el peso del corazón seco) dividido por la densidad de la salmuera.
5. Finalmente se mide la permeabilidad del corazón a la salmuera a una presión diferencial. Preferiblemente menor de 100 psi. Se debe fluir al menos 10 volúmenes porosos de salmuera a través del corazón antes de hacer las mediciones de permeabilidad. Se continúa fluyendo la salmuera hasta que el

equilibrio en la permeabilidad sea alcanzado. (el equilibrio en la permeabilidad se define en este procedimiento como la permeabilidad a la cual el flujo de 10 volúmenes porosos cambian en menos del 5 % la permeabilidad).

Métodos para establecer la saturación inicial de los fluidos:

El tipo de pozo a ser estimulado determinará las saturaciones de fluido del corazón antes del tratamiento con enzima biológica. Para simular un pozo de aceite, se utiliza un corazón que contenga aceite y agua residual.

Los métodos para establecer la saturación inicial de los fluidos apropiadamente son descritos a continuación.

- ✓ **Establecimiento de la saturación de aceite:** El contenido de agua en el corazón es reducido a saturación de agua connata fluyendo el aceite de referencia, preferiblemente a una presión diferencial de 100 psi, a través del corazón. Fluir el aceite en la dirección de producción desde a formación hasta que el valor de la permeabilidad de equilibrio sea alcanzado. Durante la operación, la permeabilidad debería continuar incrementándose hasta alcanzar el equilibrio como resultado de la disminución de la saturación de agua. Si la permeabilidad disminuye en esta etapa, se sugiere que los contaminantes están bloqueando el corazón. Se termina de fluir. Se vuelve a filtrar y evacuar el aceite, se limpia todas las líneas de flujo. Se repite el procedimiento con otro corazón.

- ✓ **Estableciendo la saturación de agua:** Fluir el agua a través del corazón preferiblemente a un diferencial de presión constante de 100 psi que atraviese el corazón en la dirección apropiada para simular producción o inyección. Fluir agua hasta que el equilibrio de la permeabilidad sea alcanzada.

Medición de la permeabilidad del fluido de referencia.

El valor de la permeabilidad de equilibrio medida en los procedimientos anteriores es la permeabilidad de referencia dependiendo de si el fluido móvil en el pozo simulado es aceite o agua, respectivamente

Estableciendo el fluido de bloqueo

1. Fluir 10 volúmenes porosos de agua, aceite u otro fluido de interés a una presión conveniente a través del corazón para establecer el fluido de bloqueo. La dirección de flujo debe simular el flujo del fluido de bloqueo. Deje el corazón parado por al menos 6 horas.
2. Desplazar el fluido usado en el establecimiento de la permeabilidad de referencia a través del corazón a una presión diferencial menor que la usada en dicha prueba. Se continúa fluyendo al mismo diferencial de presión hasta que se alcance la permeabilidad de equilibrio. Para fluidos líquidos, se usa un diferencial de presión de 25 psi. Entonces la permeabilidad que se mida será referida como *la permeabilidad de daño*.

Inyección de las enzimas biológicas para tratar el fluido.

Desplazar 10 volúmenes porosos del tratamiento con enzimas biológicas a través del corazón a una presión diferencial conveniente que no exceda los 25 psi. Esto debe hacerse en la dirección de inyección. Permitir reposo por al menos 6 horas.

Medida final de la permeabilidad después del tratamiento

Fluir el fluido usado para establecer la permeabilidad de referencia a través de corazón al mismo diferencial de presión que la prueba para establecer el fluido de bloqueo, hasta que se obtenga la permeabilidad de equilibrio. La permeabilidad que se mida será *la permeabilidad final*. Se registra la permeabilidad vs el volumen

poroso atravesado para determinar la tasa a la que el tratamiento se limpia después.

Reporte de los Resultados de la Prueba

Los resultados de la prueba deben ser reportados como un porcentaje de la permeabilidad inicial o de referencia (no-dañado) como una función del volumen poroso atravesado. Además, se reporta el nombre de la enzima biológica usada, las propiedades del corazón y algunas desviaciones del procedimiento de prueba.

3.2.4 Evaluación de los resultados obtenidos con la prueba de desplazamiento

Con base en los resultados obtenidos de las permeabilidades y la tasa de cambio se puede deducir la efectividad del tratamiento con enzima biológica.

Las pruebas de desplazamiento se pueden complementar con estudios al microscopio de las condiciones del núcleo antes y después de la prueba.

El efecto que causa cualquier fluido en el núcleo de prueba, es determinado a través de la medición de la permeabilidad. Los efectos de la inyección secuencial de diferentes fluidos de estimulación, pueden evaluarse midiendo las presiones diferenciales y el caudal a través del núcleo y aplicando la ecuación de Darcy para obtener la permeabilidad.

4. DISEÑO EXPERIMENTAL DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO^{60,61}

Montgomery (1993) define literalmente el experimento como “... una prueba o ensayo,” en la que es posible manipular deliberadamente una o más variables independientes para observar los cambios en la variable dependiente en una situación o contexto estrictamente controlado por el investigador.

El diseño experimental se puede clasificar en auténtico o cuasiexperimental. El auténtico se caracteriza por: la manipulación, que es la intervención deliberada del investigador para provocar cambios en la variable dependiente; y la aleatorización, que es como se distribuyen los sujetos en los diferentes grupos que forman parte del estudio. El cuasiexperimental sólo se caracteriza por la manipulación.

Dependiendo de la función de las variables independientes se presenta el diseño cuasiexperimental de tipo factorial. Un diseño factorial completo (McGuijan, 1996) es aquel en el que se utilizan todas las combinaciones posibles de los valores seleccionados de las variables independientes. La anterior definición establece que los diseños factoriales se utilizan para manipular las variables independientes simultáneamente y permiten evaluar por separado los efectos de cada variable independiente al igual que la interacción entre ellas.

El factorial es un tipo de diseño experimental en el que hay más de una variable independiente. Su principal acción es que sirven para valorar el efecto de la interacción, es decir saber el efecto combinado de las distintas variables. Cada variable recibe el nombre de factor y el número indica los niveles de cada variable.

Un diseño factorial puede utilizar dos o más variables independientes con cualquier cantidad de niveles o valores para determinar estadísticamente sus

⁶⁰ ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

⁶¹ Ferré, Joan. El diseño factorial completo 2². Universidad Rovira i Virgili (Tarragona) Departamento de Química Analítica y Química Orgánica. 2002.

efectos. Por lo general los diseños factoriales se representan como diseños 2X2, 2X3X4, 2X4X8X5, etc.

Cada dígito representa una variable independiente y su valor representa la cantidad de niveles o valores que posee cada variable independiente, así en un diseño factorial 2X2 existen dos variables independientes con dos niveles cada una de ellas. A mayor cantidad de variables independientes y niveles existe mayor dificultad para desarrollar y controlar el experimento.

El número de grupos que se forman en un diseño factorial es igual a todas las posibles combinaciones que surjan al cruzar los niveles de una variable independiente con los niveles de las otras variables, y se obtiene de la multiplicación de todos ellos, por ejemplo un 2 X 2 tendrá 4 grupos, un 3 X 3 X 3 tendrá 27 grupos, etc.

En el caso para seleccionar las enzimas biológicas en las pruebas de laboratorio los factores o variables independientes son la concentración de las enzimas biológicas (%) y la temperatura, el número de niveles que se tendrá en cuenta para evaluar son: 4 concentraciones diferentes y se variará la temperatura de yacimiento hasta la cual la enzima no presenta disminución en sus funciones y no se degrada, a un rango de 10 °F hasta 520 °F.

El diseño factorial sería: 2 x 4 que tendrá 8 grupos o tratamientos, por ello se propone que se realicen 8 pruebas de desplazamiento para conocer si la enzima es efectiva o no, en una tabla de anova se tomaron en cuenta cuatro concentraciones (3%, 6%, 8% y 10%) y temperaturas (10 °F y 520 °F) de acuerdo al p-valor test estadístico que se obtuvo si este es inferior a 0,05 la enzima afectará si no la enzima se descarta.

En el anexo C se presenta la tabla anova con los datos para el diseño experimental.

Si afecta la enzima se seguirá a la siguiente etapa.

- **Unifactorial aleatorio.**

Este modelo es el más sencillo del diseño de experimentos, en el cual la variable respuesta puede depender de la influencia de un único factor, de forma que el resto de las causas de variación se engloban en el error experimental.

Se trabajó en una tabla anova se tomaron en cuenta cuatro concentraciones de enzimas biológicas de (3%,6%,8%,10%) y una temperatura cualquiera que estuviera en el rango (90 F). de acuerdo a esos datos el p-valor test estadístico obtuvo que si es inferior a 0,05 la enzima afectara si no la enzima se descarta.

- **Grupo experimental y grupo control.**

Para seleccionar de manera aleatoria, dos grupos de individuos de una misma población y aplicarles una prueba para medir el valor de una determinada característica (variable dependiente). Se expone un grupo experimental al efecto de una variable independiente que hipotéticamente producirá un cambio en la variable dependiente. Una vez transcurrido el tiempo suficiente para que la variable independiente haga efecto, se vuelve aplicar la prueba a ambos grupos, tanto en el que estuvo expuesto como al que no estuvo, grupo de control.

En el caso de la selección de enzimas biológicas el grupo de control corresponde a la muestra con una concentración al cero % el cual no habrá ningún desplazamiento.

- **Definición de variables**

Característica de un objeto que puede ser observada y que puede tomar diferentes valores, tanto en el mismo objeto como entre diferentes objetos. Se

pueden definir como todo aquello que se va a medir, controlar y estudiar en una investigación o estudio. Por lo tanto, antes de iniciar una investigación, que se identifiquen cuales son las variables se van a medir y la manera que se hará. Es decir, las variables deben ser susceptibles de medición.

Las variables se denominan así:

Nominal: es el nombre de la variable que le interesa al investigador.

Real: consiste en determinar las dimensiones que contienen las variables nominales.

Operacional: proporciona la base para su medición y la definición de los indicadores que constituyen los elementos más concretos de una variable y de donde el investigador derivara los ítems o preguntas para el instrumento con que recolectara la información.

Variable independiente: Es el factor (causa) que suponemos influye sobre la característica que medimos (defecto, error, etc.). Para comprobar su influencia, el investigador la manipulará durante el Experimento, en el sentido que le asignará valores diferentes a cada observación.

En este caso nuestras variables independientes son: Concentración de las enzimas biológicas y la temperatura.

Variable dependiente: es aquella variable que se mide en cada observación del experimento, para establecer si la variable independiente efectivamente influye sobre sus valores.

En esta situación la variable dependiente es la permeabilidad efectiva, que se encuentra presente en un medio poroso, y es la conductividad o capacidad que

tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases a través de dicho medio poroso. La permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

A continuación se presentará un resumen del diseño experimental.

4.1 DISEÑO EXPERIMENTAL: EVALUACIÓN DE LAS ENZIMAS BIOLÓGICAS PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los campos de petróleo, uno de los mayores problemas que se presenta es la disminución de la productividad. La pérdida de productividad es a menudo el resultado de daños de formación durante las diferentes operaciones que se realizan en cada pozo. Estos mecanismos de daño de formación como la precipitación de compuestos orgánicos, son barreras al flujo de fluidos y a la productividad, provocando que el petróleo en el yacimiento no se pueda recuperar. Entre las técnicas que se utilizan para mitigar estos daños esta el tratamiento con enzimas biológicas. Para implementar esta nueva técnica se recomienda realizar pruebas de laboratorio antes de la aplicación, ya que se puede utilizar fluidos de estimulación contraindicados para la formación y para el tipo de daño, corriendo el riesgo no solo de no removerlo, sino de agravarlo.

El resultado final será elaborar un procedimiento teórico de las pruebas de laboratorio a realizar, algunas de ellas similares a las descritas en la norma API RP 42.

OBJETIVOS

Objetivo general: Definir una metodología para la selección de una enzima biológica, y establecer el diseño y el procedimiento de evaluación de la misma para la estimulación de pozos.

Objetivos específicos:

- Revisar las pruebas de laboratorio existentes para la evaluación de fluidos de estimulación de pozos.
- Investigar las pruebas de laboratorio recomendadas para la estimulación con enzimas biológicas.
- Establecer las pruebas de laboratorio para la evaluación de las enzimas biológicas en la mitigación del daño de formación.
- Plantear los procedimientos para la determinación de las propiedades de la roca y de los fluidos, afectadas por el tratamiento con enzimas biológicas

CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN

Contexto teórico: las fuentes bibliográficas a consultar serán preferiblemente de publicación superior a 1990.

SUPOSICIONES TEÓRICAS

Algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfáltenos). Estos depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de

producción. El daño ocasionado por depósitos orgánicos puede ser removido al resolubilizarlos con soluciones de enzima biológica.

RESULTADOS ESPERADOS

Se busca establecer un procedimiento de laboratorio que ayude a evaluar la implementación en pozo de enzimas biológicas como técnica para remover los depósitos orgánicos.

FACTORES QUE PUEDEN HACER QUE EL ESTUDIO FALLE.	OBSERVACIONES Y CONTROL
Tomar una muestra de fluido no representativo.	Para evitar este inconveniente se realizara una adecuada selección del pozo, estableciendo las condiciones para el muestreo y toma de muestras siguiendo los procedimientos estándar bajo la coordinación y ejecución de personal experto en el tema.
Resultados de los experimentos no confiables.	Se debe hacer un diseño experimental teniendo bien definidas las variables independientes. Contar con los datos de presión y temperatura medidos en campo. Tener un buen seguimiento y control de los procedimientos de las pruebas.

ESTRATEGIA DE CONTRASTACIÓN: DISEÑO CUASIEXPERIMENTAL

TIPO DE DISEÑO: el modelo de diseño será factorial: 2^k

VI1: concentración de las enzimas biológicas (4niveles: 3%, 6%, 8%, 10%)

Concentraciones utilizadas comúnmente en las pruebas de laboratorio en otros países.

VI2: temperatura (2 niveles: temperatura de yacimiento hasta la temperatura a la cual se degrada la enzima, 520 °F).

Diseño factorial: 2x4:8 tratamientos.

Variables independientes	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Temperatura	Medida relacionada con la energía cinética promedio de sus moléculas al moverse. Propiedad de los sistemas que determinan si están en equilibrio térmico.	Medida de cambios de temperatura a los muertos (sin gas en solución).	La energía cinética disminuye a lo largo del yacimiento; se mide en °F o su equivalente en °C.
Concentración	Es una solución que esta diluida, cuando tiene poco soluto con respecto al solvente.	Realiza cambios alrededor de la roca durante un proceso catalítico cambiando la humectabilidad de la formación.	La concentración es inyectada por el tubing y casing a temperaturas y presión de formación; se mide en %.
Variables dependientes	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Permeabilidad efectiva	Es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido Cuando el medio está saturado con más de un fluido.	Capacidad que tiene la roca para que un fluido impida el paso sin alterar su estructura interna.	Se determina mediante pruebas de desplazamiento.

RECOMENDACIONES DEL DISEÑO EXPERIMENTAL

Los resultados y el análisis del presente estudio permitirán visualizar si la enzima biológica remueve daños a la formación, de acuerdo a la muestra que se va emplear.

5. CONCLUSIONES

- a) Para realizar una estimulación es importante contar con estudios de daño de formación, seleccionando el método o los métodos que mejor trabajen en su remediación.
- b) La implementación de la metodología planteada en esta tesis, es la mejor opción para evaluar si las enzimas biológicas son recomendables para los pozos a estimular, porque plantea de una forma sencilla y concreta el procedimiento de selección de pozos candidatos y la evaluación en laboratorio.
- c) La realización de las pruebas de laboratorio con las enzimas biológicas juegan un papel importante en la toma de decisiones para la aplicación en los pozos petroleros.
- d) La estimulación con enzimas biológicas contribuyen a la remediación de algunos mecanismos de daño de formación como la formación de emulsiones, la precipitación de parafinas y asfáltenos.

6. RECOMENDACIONES

- Las enzimas biológicas no deben ser usadas en pozos de petróleo muerto, o pozos productores de petróleo marginales o de baja presión. Como el caso de pozos de petróleo que producen menos de 10 BOPD, porque si aumenta la producción no será lo suficiente para costear la inversión realizada en el pozo.
- Se recomienda para la estimulación con enzima biológica un corte de agua superior al 50%. Este tratamiento tiene un mejor resultado en pozos de corte de agua entre 50 y 90% porque el agua ayuda al desplazamiento y al funcionamiento de la enzima en la formación.
- Se recomienda realizar las pruebas de laboratorio antes de usar las enzimas biológicas en tratamientos de estimulación de pozos que puedan demostrar la efectividad del desempeño de las enzimas con los fluidos del yacimiento y los corazones de la formación.
- Se recomienda realizar un análisis económico para la estimulación de pozos con enzimas biológicas con el fin de saber si el proyecto es viable económicamente, obteniendo el retorno de la inversión en un tiempo esperado.

BIBLIOGRAFÍA

- ◆ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1 ed. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004
- ◆ CRAIG, Forrest. The reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Second Printing. New York. Monograph Series, Society of Petroleum Engineers.
- ◆ Lau, Philip. Questions & Answers for Apollo Greenzyme: A Biological Enzyme & Its Applications in Oilfields. (Last updated: December 13, 2007) Available from Internet: <http://www.apollogreenzyme.com/advantage.html>
- ◆ NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. 2 ed. México: Editorial Limusa, 1987.
- ◆ ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1 ed. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México,
- ◆ MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal: curso. Lima, Perú: ESP Oil Engineering Consultants. 2008
- ◆ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003,
- ◆ DÍAZ Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2009

- ◆ LABRADOR, Laura y SÁNCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. 2008
- ◆ ECONOMIDES, Michael. J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. 3rd Edition. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, 1987.
- ◆ INTEVEP. Daños a la formación, 1 ed. Venezuela: CIED-INTEVEP. 1997
- ◆ RESTREPO, Alejandro. A Multi-Parameter Methodology for Skin Factor Characterization. Memorias de la XI Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: BP Colombia, 2008
- ◆ Furqan UI Haq. A STUDY ON PARAFFIN DEPOSITION AND REMOVAL CHARACTERISTICS OF JACKSONSBURG - STRINGTOWN OIL, WEST VIRGINIA. Thesis. West Virginia University. Department of Petroleum & Natural Gas Engineering, 1999
- ◆ ALAYON, Mario. ASFÁLTENOS: Ocurrencia y floculación, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA, Lab. Formulación, Interfaces, Reología y Procesos, Venezuela, 2004
- ◆ RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos fase1. En: ciencia, tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic.2001)
- ◆ VENTRESCA, María Luisa y TORO, Flor. Evaluación del Daño a las Formaciones de Interés. VII Seminario Internacional de fluidos de perforación, completación y cementación de pozos. Venezuela, 2008

- ◆ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <http://btprocessing.com/qna.htm>

- ◆ Lau, Philip. Greenzyme History. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <http://www.apollogreenzyme.com/greenzy.html>

- ◆ Boyd, Danny. Startups Find Opportunities, Fill Niches. The American Oil & Gas Reporter, Jumpstart Energy Services. February 2009. Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>

- ◆ Lau, Philip. Greenzyme Features. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <http://www.apollogreenzyme.com/greenzy.html>

- ◆ Lau, Philip. A Biological Enzyme and Its Application in Oilfields. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/applications.html>

- ◆ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <http://btprocessing.com/greenzymemechanism.htm>

- ◆ Moon, Ted. Using enzymes to Enhance Oil Recovery. JPT Online Technology Editor. Posted to www.spe.org. 2008

- ◆ Lau, Philip. Greenzyme Mechanism. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <http://www.apollogreenzyme.com/Mechanism.html>

- ◆ Elrod, L. Evaluation of Oil Sample Treated with Enzyme Fluid. Intertek Westport Technology Center. Houston, Texas, 2007

- ◆ Lau, Philip. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <http://www.apollogreenzyme.com/condition.html>

- ◆ Biotech Processing Supply, LLC. Tecnología y Aplicación [online]. Disponible en internet: <http://espagreenzyme.btprocessing.com/tecyapl.htm>

- ◆ Lau, Philip. Well Acceptance Criteria. Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008 [online] Available from Internet: <http://www.apollogreenzyme.com/well%20acceptance%20criteria.html>

- ◆ Sadikin, Indrayana. Aplicaciones Apollo Greenzyme: PETROZYMA PETROL SOLUTIONS. Bogotá, D.C: Colombia. 2009

- ◆ González, Oscar. Análisis de Influencia de la Enzima Grenzime AG-280 de Global en la Humectabilidad de las Arenas y su Influencia en la Productividad. Venezuela: PDVSA Exploración y Producción (La Salina), 2002.

- ◆ Biotech Processing Supply, LLC. Greenzyme Questions & Answers: Different Scenarios Encountered in the Oil Field [online]. Available from internet: <http://btprocessing.com/whatisgreenzyme.htm>

- ◆ Lau, Philip. Preguntas y Respuestas sobre Apollo Greenzyme: Una Enzima Biológica y su Aplicación en Campos Petrolíferos. Traducido por GOW E&S LTDA. Houston, Texas: Apollo Separation Technologies Inc. 2009

- ◆ MONCAYO, Diana. Recopilación de trabajos de estimulación realizados con enzimas biológicas en Venezuela, China e Indonesia. GOW E&S LTDA. Bogotá, D.C., Colombia, 2009

- ◆ Hua, Li Jia. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme for the Tiandong Oilfield, Oil Well Lun 2-25. Guangxi Tiandong Petrochemical Complex, China. 2002 [online] Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>

- ◆ Branch, Zhanjiang. Analysis of Greenzyme in Oilfield Recovery: Biological enzyme treatment to remove blockage, Oil Well WeiZhou 11-4-A3, China, 2003. [online] Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>

- ◆ Qing, Wang. Analysis Report of Crude Oil Recovery Enhancement Using Greenzyme China Shengli Oilfield, Oil Well Yung 8-52. China, 2001 [online] Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>

- ◆ Wang, Y. and Kantzas, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355. 2008

- ◆ Gray, John. Analysis of EEOR Using Greenzyme for Prue Ranch (Anacacho) Oilfield, Hitzfelder #3 Lease. Texas, EE.UU. 2007 [online] Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>

- ◆ Greenzyme Oil Well Treatments in the State of Zulia, Venezuela. PDVSA and Global c.a. 2001[online] Available from Internet: <http://www.jumpstartenergyservices.com/test.html>

- ◆ QUINTANA, Javier Eduardo. Evaluación de Trabajos de Estimulación Orgánica en Pozos del Campo Yariguí – Cantagallo. Tesis de Grado, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2008

- ◆ ZARATE, Germán. Guía de prácticas para el laboratorio de crudos y aguas, Bogotá, 2005 [online] Disponible en Internet: <http://www.uamerica.edu.co/pub/Petroleos/DocumentosCrudos/GUIAS.pdf>

- ◆ NORMA API RP 42 Prácticas recomendadas para la evaluación a nivel de laboratorio de agentes activos para la estimulación de pozos” *Segunda edición, Enero de 1977. Confirmada Enero de 1990.*

- ◆ ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

- ◆ Ferré, Joan. El diseño factorial completo 2². Universidad Rovira i Virgili (Tarragona) Departamento de Química Analítica y Química Orgánica. 2002.

Anexo A. Minerales Comunes que Componen las Rocas Productoras de Hidrocarburos

Minerales	Contenido		Composición Química
	Rocas Silíceas	Rocas Calcáreas	
CUARZO	70	4	SiO ₂
FELDESPATOS	8	2	
Ortoclasa			Si ₃ AlO ₈ K
Albita			Si ₃ AlO ₈ Na
Anorita			Si ₃ AlO ₈ Ca
Plagioclasa			Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
MICAS	1	Trazas	
Biotita			(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂
Muscovita			(AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
ARCILLAS	7	1	
Caolinita			Al ₄ (SiO ₄ O ₁₀) (OH) ₈
Illita			Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂
Smectita			(1/2 Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄
			(Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O
Clorita			(AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
CARBONATOS	10	92	
Calcita			CaCO ₃
Dolomita			Ca, Mg (CO ₃) ₂
Ankerita			Ca (Mg,Fe) (CO ₃) ₂
SULFATOS	Trazas	Trazas	
Yeso			CaSO ₄ , 2H ₂ O
Anhidrita			CaSO ₄
OTROS	2	1	
Halita			NaCl
Óxidos de hierro			FeO, FeO ₃ , FeO ₄

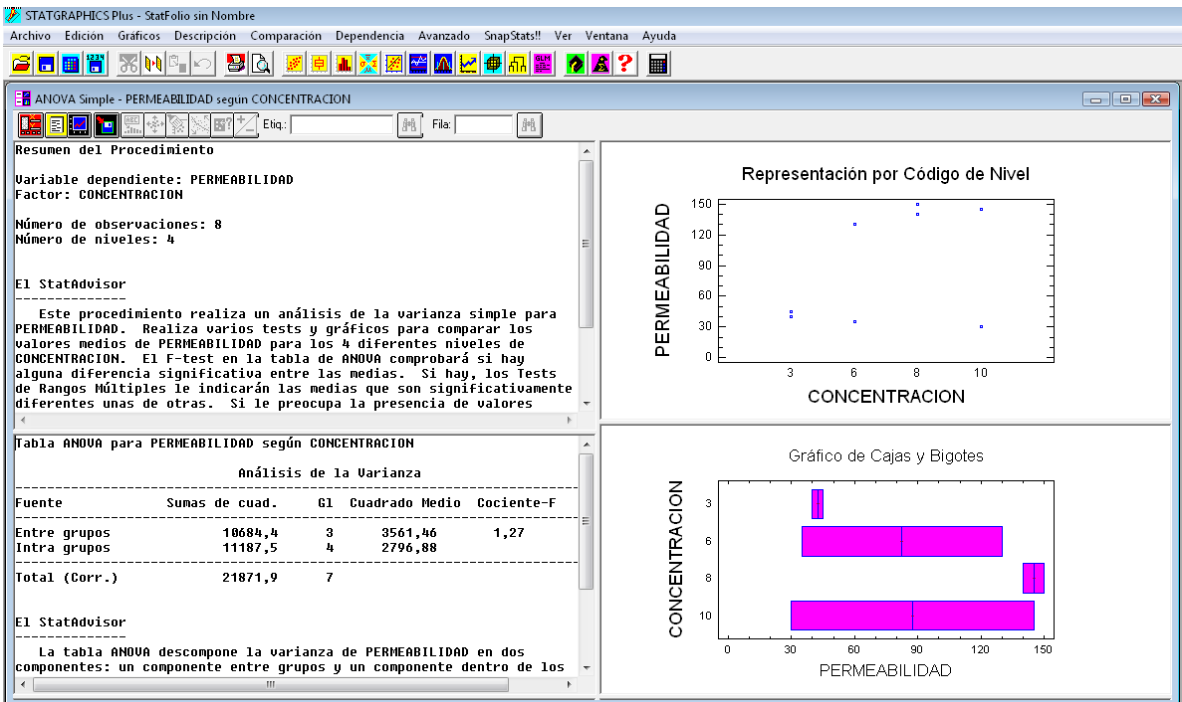
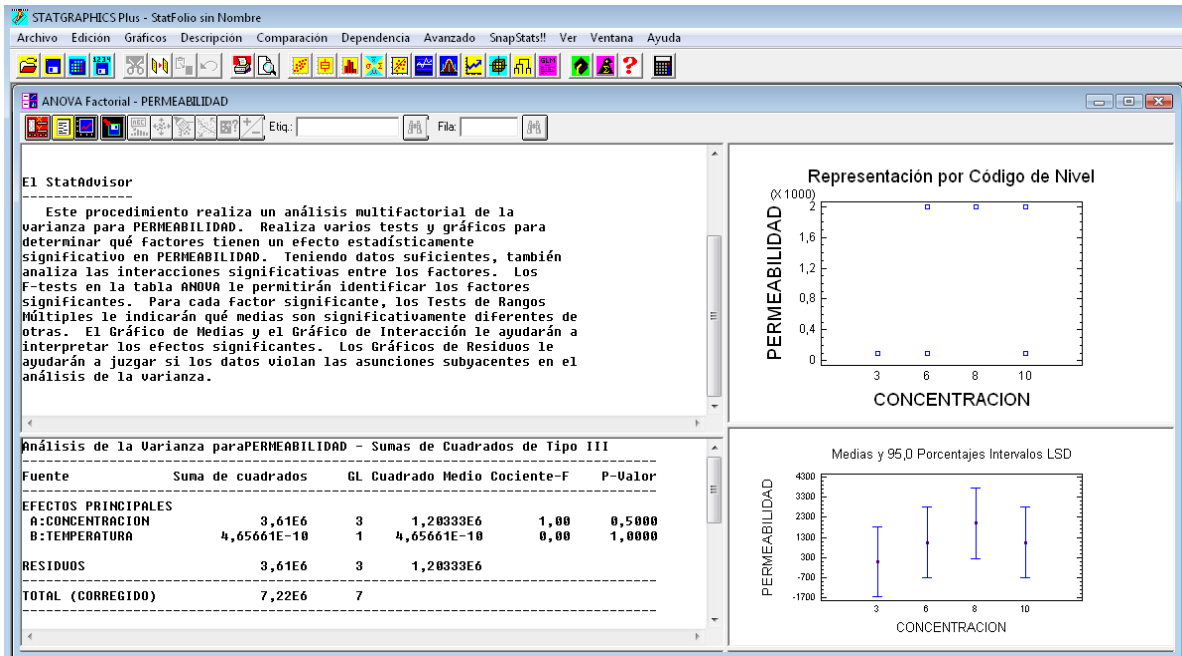
FUENTE: M.J. Economides, K. G. Nolte. Reservoir Stimulation. Second Edition, Prentice Hall. Englewood Cliffs. 1989.

Anexo B. Tipos de Arcilla más Comunes en las Formaciones Productoras

Grupo	Características
Caolinita	<p>Arcilla laminar no hinchable (o ligeramente hinchable). Esto se debe principalmente a que la unión de las capas es lo suficientemente fuerte, por lo que no son reemplazables los cationes entre las capas, y las moléculas de agua no pueden entrar.</p> <p>Es una de las arcillas más frecuentemente encontrada en las formaciones productoras de hidrocarburos y dado que es un aluminio-silicato hidratado, es muy estable desde el punto de vista químico. Esta arcilla es la de mayor tamaño. Si estos cristales son dispersados y se integran al fluido en movimiento, migrarán y tendrán propensión a puentearse en las gargantas de los poros</p>
Illita	<p>Arcilla laminar no hinchable (o ligeramente hinchable).</p> <p>Su forma es parecida a agujas o conjunto de cabellos, lo cual genera un gran volumen de microporosidad, incrementando las fuerzas capilares retentivas en los poros, dando como resultado una alta saturación irreducible de agua y en consecuencia una baja permeabilidad al gas o al aceite. La illita puede también ser alterada produciéndose su dispersión y posterior migración.</p>
Clorita	<p>Arcilla laminar no hinchable (o ligeramente hinchable).</p> <p>Su estructura de panal en el espacio poroso, crea una microporosidad con las mismas consecuencias señaladas para el caso de la Illita. Dado que la clorita contiene altas cantidades de hierro y magnesio, muestra gran sensibilidad al ácido y aguas oxigenadas. El ácido las disuelve rápidamente y el hierro tenderá a precipitarse como un hidróxido férrico gelatinoso cuando el ácido se gasta. Este hidróxido férrico es viscoso y difícilmente pasa a través de los conductos porosos.</p>
Smectita	<p>Arcilla laminar muy hinchable. Los cationes entre las capas son intercambiables y pueden ser hidratados fácilmente, causando que este espacio pueda ser mayor, resultando en el hinchamiento de arcillas.</p> <p>Conocida también por su mineral más abundante como montmorillonita, estructuralmente presentan uniones débiles entre sus capas propiciando que cantidades variables de agua puedan entrar entre éstas, causando su hinchamiento. Este tipo de arcillas presenta el mayor problema de daño, ya que es extremadamente sensitiva al agua, pudiendo desintegrar la formación, además de que son fácilmente desprendidas de la pared de los poros dispersándose y migrando, adicionalmente su relación área a volumen resulta en una alta saturación de agua irreducible. Estas características deben tomarse en cuenta ya que pozos potencialmente productivos pueden ser taponados, tanto por el alto daño que se produce a la formación como por la alta saturación de agua determinada por registros, que permiten deducir situaciones de invasión de agua. Esto es más crítico cuando se invade con agua dulce, ya que las smectitas con alto contenido de sodio pueden hincharse de 6 a 10 veces su volumen original.</p>

Fuente: ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1 ed. México, 1991.

Anexo C. Tabla Anova



Anexo C. Tabla Anova

